

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**ESTUDIO Y CONTRASTE DE UN PARQUE SOLAR
FOTOVOLTAICO REAL, FRENTE A UN MODELO TEÓRICO.**

AUTOR: Alejandro Gutiérrez Morala

TUTOR: David Santos Martín

Fecha: Leganés, Julio 2016



AGRADECIMIENTOS.

A la Universidad Carlos III de Madrid, como institución, que gracias a la misma, a su metodología y a su nivel de exigencia soy la persona que soy a día de hoy, una versión mejorada como profesional y como trabajador. Gracias, por haberme enseñado a enfocar los problemas, haberme enseñado a pensar, a ser resolutivo, minucioso y trabajador.

A mi tutor, D. David Santos Martín, que me ha ofrecido la posibilidad de llevar a cabo la realización de este Trabajo Fin de Grado y, en especial, por proporcionarme un trato cercano y agradable que hizo posible explotar al máximo mis capacidades y de esta forma, haberme acercado un poco al mundo de las energías renovables.

Al director del departamento, D. Santiago Arnaltes, por haberme brindado la oportunidad de realizar el TFG con el Departamento de Ingeniería Eléctrica. Gracias por la confianza depositada en mí.

A mis padres, por haberme apoyado siempre, por haberme escuchado siempre, porque gracias a ellos soy lo que soy, por haber estado ahí, por todo y mucho más.

A mis amigos que sin ellos, la vida tendría menos color y gracia.

Y a todas aquellas personas, que de manera más o menos anónima han resultado ser un impacto o una influencia positiva en mi camino.

Sin vosotros, nada de esto no hubiese sido posible.



RESUMEN.

El presente Trabajo Fin de Grado analiza los resultados de producción de un parque solar fotovoltaico de conexión a red, emplazado en la Partida de Els Anolls – Ulldecona (Tarragona, Cataluña, España), y los contrasta con aquellos resultados de producción obtenidos a partir de un modelo teórico (SoL). Dado que el parque está dividido en 28 parcelas de 100kWn, el presente trabajo encuentra relación y explicación de por qué la producción entre parcelas es heterogénea. Analiza si factores como la situación de las parcelas dentro del parque, el inversor conectado a cada una, la cercanía de cada parcela a su inversor... son factores concluyentes que afecten positivamente o negativamente a la producción de las mismas. El modelo SoL obtendrá una producción referencia para una parcela genérica de 100kWn, que luego será comparada y contrastada con las producciones individuales de las parcelas reales.

Para ello, es importante la introducción de una serie de conceptos fundamentales, los cuales servirán de colchón para el correcto entendimiento del caso a estudiar.

Inicialmente, se introduce el concepto de energía solar fotovoltaica. Se abordará, desde la razón y explicación de la misma hasta el Sol como principal fuente de energía con todos sus parámetros físicos y geométricos, pasando por la situación de este tipo de energía nacional e internacional.

A continuación, este trabajo se centrará y hará distinción en los sistemas fotovoltaicos de conexión a red. Se describe, tanto el proceso físico implicado en la transformación de energía solar en energía eléctrica como todos los elementos relacionados con este tipo de instalaciones; células solares, paneles, estructura... Este trabajo hace un especial hincapié en las pérdidas fotovoltaicas. Aquellos factores que pueden hacer que una instalación no esté trabajando al 100% de su rendimiento. El porqué de este hincapié, recae en la importancia de esto a la hora de realizar el estudio del parque en cuestión. Ciertos factores afectarán de la misma manera a toda parcela del parque, pero otros afectarán de diferente manera siendo determinantes en la producción parcelaria.

Más adelante, se realizará una descripción del modelo teórico; ecuaciones utilizadas, validez del mismo... Así, se podrá justificar el uso del modelo para realizar un contraste válido y consecuentemente, para que las conclusiones obtenidas tengan toda su validez.

Finalmente, se explicarán y se presentarán los resultados gráficamente y mediante tablas, para hacer más fácil su comprensión al lector. En esta parte se obtendrán y remarcarán todas las conclusiones obtenidas.

Se incluirán como anexos; planos del parque solar y datos técnicos de los componentes...



ABSTRACT.

The present Final Degree project analyses the production results from a solar photovoltaic system established in Partida de Els Anolls – Ulldecona (Tarragona, Catalunya, Spain), and contrasts them with those obtained from a theoretical model (SoL). Given the PV generation system is subdivided into 28 different parcels, each with a nominal production of 100kWn, this project finds relation and reason for the heterogeneity between the production of each parcel. It analyses if factors as the situation of the parcel inside the power station, the type of inverter connected to the respective parcel, the distance from the parcel to the inverter... significantly affect their respective production. The SoL model will obtain a reference production for a generic 100kWn parcel that will then be compared and contrasted with the rest of individual real productions.

For this, it's important the introduction of a series of fundamental concepts, that will then serve as backup for the correct understanding of the case to study.

Firstly, the concept of solar photovoltaic energy is introduced. Concepts such as: the reason of this type of energy, the Sun as the main source of energy with all its physical and geometrical parameters, the national and international situation of this type of energy... will be addressed in order for the reader to better understand the upcoming analysis.

Then, this project will deeply get into PV grid connection systems focussing in items such as the physical process involved and all the elements associated with it: solar cells, panels, structure... Moreover, this project makes a special mention on losses. Issues, that will stop the system from producing at its full potential. This mention is produced as a consequence of the importance of these issues at the time of considering why is the production different between parcels. Whereas, some parcels will be equally affected by certain type of losses, other will be more affected by a certain type than others, making these determinant for the correct outcome of the parcel.

Furthermore, the theoretical model SoL will be described; equations, its validity... Doing this, the use of the model will be justified in order for a valid contrast to be done. Consequently, conclusions drawn out will be completely valid.

Finally, the results will be explained and presented with the aid of graphics and tables in order to make it easier for the reader to understand them and their context. Here, all the conclusions will be obtained and explained.

It will be included as annexes; plans of the power plant, technical data related with the components...



ÍNDICE.

Energía solar fotovoltaica.....	11
1. ¿Por qué de la energía solar fotovoltaica?.....	12
2. Situación actual de la energía fotovoltaica.....	13
2.1 Mundial.....	16
2.2 En España.....	19
3. El Sol.....	22
3.1 Radiación Extraterrestre (banda de emisión).....	24
3.2 Atenuación atmosférica sobre la radiación solar.....	25
3.3 Componentes de la radiación Solar y geometría Solar.....	27
3.4 Hora Solar.....	30
3.5 Trayectoria Solar.....	32
Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.....	34
1. Introducción.....	35
2. Elementos.....	36
2.1 Paneles/Módulos fotovoltaicos.....	36
2.1.1 Células solares.....	38
2.1.1.1 Proceso físico.....	40
2.1.1.2 Tipos de células.....	42
2.1.1.3 Características eléctricas.....	43
2.1.1.4 Encintado e interconexión.....	47
2.1.2 Estructura.....	49
2.1.3 Pérdidas.....	50
2.1.3.1 Temperatura e Irradiancia.....	52
2.1.3.2 Mismatch del fabricante.....	53
2.1.3.3 Sombras.....	56
2.1.3.4 Pérdidas ópticas.....	58
2.1.3.5 Ensuciamiento de paneles.....	60
2.2 Generador fotovoltaico. Funcionamiento y conexión.....	61
2.3 Inversor fotovoltaico de conexión a red.....	63
2.3.1 Funcionamiento.....	63
2.3.2 Tipos.....	66
2.3.3 Rendimiento propio y conjunto del sistema.....	67
2.4 Cables de conexión.....	69
2.5 Protecciones eléctricas.....	70
2.6 Sistema de monitorización y control (SCADA).....	73
2.7 Sistema de mantenimiento.....	74
Modelo teórico: SoL.....	76
1. Introducción.....	77



2. Descripción del modelo.....	78
2.1 El Sol.....	79
2.2 Geometría Solar.....	80
2.3 Diseño geométrico de las configuración FV.....	82
2.4 Atmósfera.....	84
2.5 Modelos de irradiancia horizontal.....	86
2.5.1 Modelo de irradiancia de cielo despejado.....	87
2.5.2 Modelos de irradiancia sobre en base a medidos.....	87
2.6 Irradiancia incidente.....	89
2.7 Irradiancia efectiva.....	91
2.8 Generador FV- Conversión de potencia.....	92
2.8.1 Proceso de normalización.....	93
2.8.2 Diseño de las series FV.....	93
2.8.3 Modelo de regresión.....	93
2.8.4 Factores de corrección.....	94
2.9 Generador FV- Control de potencia y protección.....	95
3. Conclusiones.....	97
Caso práctico: Parc Solar Els Valentins.....	98
1. Puesta en escena del parque.....	99
1.1 Información general.....	100
1.2 Control y Mantenimiento.....	105
1.3 Construcción.....	106
1.4 Siliken.....	108
2. Análisis de datos.....	108
2.1 Presentación de resultados.....	110
2.1.1 Datos meteorológicos.....	110
2.1.2 Datos de producción.....	113
3. Modelo teórico SoL.....	124
3.1.1 Resultados.....	125
Conclusiones.....	131
Bibliografía.....	135
Anexos.....	137



ÍNDICE DE FIGURAS.

Fig 1-Incremento de consumo energético	12
Fig 2 Esquema de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica	13
Fig 3 Fuentes de energía en el mundo para la producción de energía eléctrica	14
Fig 4-Consumo energético medio anual por habitante.	14
Fig 5 Concentración de gases de efecto invernadero.	15
Fte: Energy and Climate Outlook 2012, M.I.T	
Fig 6 Distribución energía solar en el mundo	17
Fig 7- Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en el Mundo	17
Fig 8-Mapa Europeo de irradiancia. Fte: IDAE	18
Fig 9- Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en Europa	18
Fig 10- Segmentación de mercado en Europa en 2012 (%). Fte: EPIA	19
Fig 11- Irradiación media diaria en España según zonas climáticas. Fte INAI	19
Fig 12-Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. Fte: UNEF a partir de datos de la CNMC	20
Fig 13-Producción Fotovoltaica en España. Fte: UNEF a partir de datos de la CNMC	21
Fig 14- Principales zonas de producción fotovoltaica en España. Fte: REE y Webs de empresas EPC y promotores	22
Fig 15- La estructura solar	23
Fig 16-Relaciones Sol-Tierra	23
Fig 17- Recorrido orbital terrestre	24
Fig 18- Curva de flujo de energía a la media de la distancia entre la tierra y el sol	24
Fig 19- Masa óptica de aire relativa	25
Fig 20- Efectos de la dispersión de la radiación por parte de agentes atmosféricos	26
Fig 21- Descomposición de la radiación solar global	28
Fig 22__-Ilustración de cambios en la declinación solar. Fte: MIT OpenCourseWare	29
Fig 23-	29
(a) Ángulo de cenit, pendiente, ángulo azimut de un plano y ángulo azimut solar para una superficie inclinada.	
(b) Vista mostrando ángulo solar azimut.	
Fig 24- Ángulo de perfil. α_p	30
Fig 25- La ecuación del tiempo E en función del momento anual	31
Fig 26- Trayectoria solar de MADRID SP, (Lat 40.2°N, long 3.4°W, alt. 608m)	32
Fig 27 Diagrama de trayectorias solares con obstáculos localizados	32
Fig 28- Composición global de paneles y series (array)	36
Fig 29- Diferentes tipos de estructuras de apoyo de paneles	37
Fig 30-Seguidores solares	38
Fig 31- Elementos de un panel fotovoltaico	38
Fig 32- Esquema general de una célula solar	39
Fig 33-Impurezas en la estructura de silicio	40
Fig 34-Estructura de una célula de silicio convencional.	40
Fig 35-Esquema general célula iluminada	41



Fig 36-Esquema general establecimiento conductores	41
Fig 37-Curva I-V & P-V (intersección líneas discontinuas mostrando el PMP)	44
Fig 38- Curva característica I-V	45
Fig 39-Circuito simplificado equivalente de una célula FV	45
Fig 40-Razonamiento teórico de la aparición de la curva I-V de una célula FV mediante el principio de superposición	46
Fig 41- Aproximación real de circuito eléctrico equivalente para una célula FV.	46
Fig 42- Ilustración de los efectos de las resistencias serie y paralelo sobre la característica de iluminación de una célula solar.	47
Fig 43- Interconexión de células que componen un panel	48
Fig 44- Caja de conexiones y diodos	48
Fig 45- Estructura del módulo	49
Fig 46- Funcionamiento del algoritmo de perturbación y observación (P&O).	53
Fig 47-Principio de funcionamiento del PMPT.	55
Fig 48- Simulación por ordenador de las curvas I-V de una célula 50% sombreada dentro de una serie de 18 células, con 17 de ellas, sin sombrear. Esta conexión serie, dará la curva llamada "series string" como su curva característica.	56
Fig 49- Simulación por ordenador de las curvas I-V de una serie de 36 células con y sin dos diodos de bypass, conectadas como mostrado en la siguiente figura, con una célula 50% sombreada.	57
Fig 50- Ilustración de dos diodos de bypass en un módulo de 36 células. Las conexiones se encuentran en la caja de conexiones.	57
Fig 51- Efectos de texturización superficial.	59
Fig 52- Efectos ópticos del encapsulamiento:	59
1.- Reflexión externa en el vidrio.	
2.- Captación de reflexión interna.	
3.- Captación de transmisión de célula.	
4.- Captación de luz periférica.	
Fig 53-Texturización de superficies	60
Fig 54-Conexión serie de módulos	61
Fig 55-Conexión en paralelo de cadenas o strings	61
Fig 56-Configuración y dispositivos de un generador fotovoltaico	62
Fig 57-Esquema del circuito de un Inversor Fotovoltaico.	64
Fig 58-Esquema de inversor fotovoltaico de conexión a red.	65
Fig 59-Rendimiento de una instalación FV según potencia de salida y su tensión en el PMP.	69
Fig 60- Gráfico de flujo del modelo.	78
Fig 61- Ilustración ángulos solares de referencia.	81
Fig 62-Mapamundi para los emplazamientos meteorológicos utilizados para la validación del modelo.	83
Fig 63- Inclinação de paneles óptima vs latitud del emplazamiento, con datos de irradiancia reales.	83
Fig 64-Mapa mundial de factor de turbidez de Linke medio anual.	86
Fig 65- Explicación gráfica de la eq (43)	96
Fig 66- Situación del parque.	99



Fig 67- Plano cableado baja tensión. (Adjunto como anexo)	101
Fig 68-Sombreado invernal	102
Fig 69- Ensuciamiento de paneles por culpa de aves migratorias	103
Fig 70-Agrupadora de series	104
Fig 71- Mezcla de tipos de células solares	108
Fig 72__- Visita al parque fotovoltaico Els Valentins	110
Fig 73- Evolución temperatura de célula durante el año 2014	112
Fig 74- Evolución temperatura de célula durante el año 2013	112
Fig 75- Producción mensual durante el año 2013	114
Fig 76- Producción mensual relativa durante el año 2013	115
Fig 77- Producción mensual durante el año 2014	115
Fig 78- Producción mensual relativa durante el año 2014	116
Fig 79- PR 2014	116
Fig 80- Producción relativa máxima y mínima del año 2013 y 2014	117
Fig 81- Producción relativa mínima en función de la producción máxima del año 2013	117
Fig 82- Producción relativa mínima en función de la producción máxima del año	118
Fig 83- Diferencia porcentual entre producción máxima y mínima de 2013.	118
Fig 84- Diferencia porcentual entre producción máxima y mínima de 2014	119
Fig 85- Correspondencia de parcelas con producción máxima y mínima durante 2013	120
Fig 86- Correspondencia de parcelas con producción máxima y mínima durante 2014	120
Fig 87- Producción relativa de cada parcela frente a la producción máxima durante 2013	123
Fig 88- Producción relativa de cada parcela frente a la producción máxima durante 2014	123
Fig 89- Producción mensual relativa parcelaria 2013	125
Fig 90- Producción mensual relativa a producción resultante de SoL 2013	126
Fig 91- Producción mensual relativa parcelaria 2014	126
Fig 92- Producción mensual relativa a producción resultante de SoL 2014	127
Fig 93- Influencia de la temperatura 2013 (0°C)	128
Fig 94- Influencia de la temperatura 2014 (0°C)	128
Fig 95- Influencia de la temperatura 2013 (40°C)	129
Fig 96- Influencia de la temperatura 2014 (40°C)	129



OBJETIVOS/MOTIVACIONES.

La importancia de este trabajo recae en realmente determinar y estudiar el rendimiento interno y global del parque. Estimulado por lo interesante que puede llegar a ser para los diferentes inversores y propietarios del parque, mediante el contraste con un modelo teórico previamente validado, el objetivo; es intentar buscar explicación a las variaciones entre este y los datos reales de producción. ¿Si existen estas variaciones, como de grandes son y qué es lo que hace que globalmente, nuestro parque no este trabajando con todo su potencial?

Además, el análisis interno de producción del parque nos ayudará a determinar las zonas más óptimas del mismo. Teniendo en cuenta esto, cada propietario podrá saber como de buena es su propiedad y por culpa de qué no esta siendo la mejor. Además, este trabajo serviría como precedente para futuros trabajos que involucren al parque; análisis económico de pérdidas en función de la parcela, análisis de sensibilidad para determinar la importancia de ciertos factores...

Por último, pero no por ello menos importante, este trabajo tiene como objetivo también, adentrar al lector y a mi mismo en el interesante mundo de las energías renovables y en este caso; de la energía solar fotovoltaica. Este trabajo hace darse cuenta del potencial solar mundial y la capacidad de autoabastecimiento no explotada con la que contamos.



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1. ¿POR QUÉ DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA?

La creciente población y la modernización de la misma, trae consigo un rápido aumento de consumo energético. La constante disminución de recursos tales como los combustibles fósiles y demás recursos agotables, requiere la búsqueda de una alternativa. Asimismo, las consecuencias de la deforestación, de la emisión de aerosoles y gases de efecto invernadero, de la reducción de la capa de ozono hacen mas hincapié en la necesidad de una alternativa energética. Consumimos más de tres veces lo que consumíamos en 1970 y hemos duplicado las emisiones de dióxido de carbono.

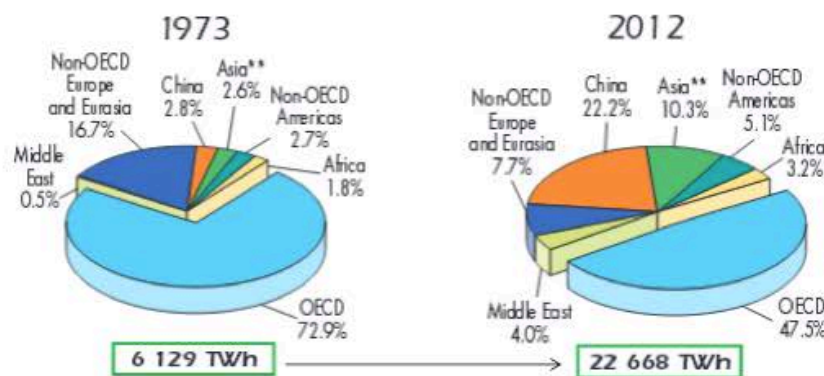


Fig 1-Incremento de consumo energético.

Necesitamos una alternativa que parta de un recurso inagotable; El Sol. Con una transformación y captación eficiente de la energía liberada por el Sol, podríamos satisfacer la demanda energética necesaria y reducir e incluso evitar los problemas medioambientales como los causados por los procesos convencionales de obtención de energía.

El aprovechamiento de la energía solar se basa en transformar, de forma adecuada, la energía transmitida por los fotones de la luz solar en una diferencia de potencial mediante el efecto fotovoltaico. De esta manera, conectando el sistema a una carga, obtendríamos una corriente eléctrica. Estas instalaciones tienen como objetivo la producción de electricidad de forma directa, sin necesidad de emplear ningún ciclo de potencia donde se requiera la quema de algún combustible fósil.

Este proceso de transmisión de energía se conoce como efecto fotovoltaico y se observó por primera vez en el siglo XIX, pero fue a mediados del XX cuando se comenzó a investigar sobre el objetivo de generar energía aprovechable.

A día de hoy, la energía solar fotovoltaica, se emplea para las aplicaciones citadas en la siguiente figura.

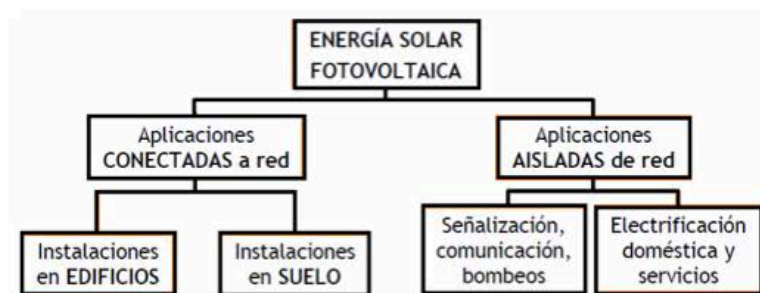


Fig 2-Esquema de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.

La validez de esta alternativa habla por si sola, mostrando una serie de ventajas. Dado que no se produce ningún tipo de combustión, no se generan contaminantes atmosféricos convirtiéndola en una energía limpia. Debido a la simpleza de su tecnología, la factibilidad de su instalación en países menos desarrollados está presente, fomentando la independencia energética del país. Crea empleo directo e inducido a la vez que permite el desarrollo económico de aquellas zonas en las que se implanta. No requiere grandes tendidos eléctricos, evita cables y postes, su impacto visual es reducido y tiene unos requerimientos de terreno moderados. El impacto audiovisual se puede considerar prácticamente nulo. No precisa ningún suministro adicional a la irradiancia solar. Presenta una elevada calidad energética y es inagotable a escala humana.

Como todo, siempre existe un lado negativo. Es una energía con dependencia temporal, por lo que no es una energía 100% fiable. El rendimiento de las células solares es relativamente bajo por lo que no extraemos todo lo que recibimos. Para recolectar energía solar a gran escala se requieren grandes extensiones de terreno. Es una fuente de energía difusa; la luz solar es una energía relativamente de baja densidad...

A pesar de los avances tecnológicos, algunos factores como los mencionados previamente: rendimiento de las células, variabilidad de la intensidad de la radiación hace que el porcentaje de aprovechamiento de la energía solar sea muy bajo en comparación con el consumo global de la energía.

2. SITUACIÓN ACTUAL.

La evolución de toda sociedad depende de la disponibilidad y consumo energético, por lo que la energía debe considerarse un factor principal para el desarrollo y crecimiento económico. Por ello, debe realizarse un uso responsable de la energía y de los recursos de manera que juntos podamos desarrollarnos sosteniblemente. El desarrollo sostenible satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de futuras generaciones para satisfacer las suyas.

La sostenibilidad energética se basa en cuatro principios:

- Disponibilidad de recurso a precio competitivo.
- Equidad de acceso.
- Impacto medioambiental regenerable.
- Seguridad de suministro.

No obstante, estamos acostumbrados a hacer un mal uso de energía debido a la amplia disponibilidad y a la facilidad de acceso a la misma por su bajo coste.

Contamos con:

Problemas de suministro por culpa de la dependencia de los combustibles fósiles (recurso limitado). Varios informes recientes como el de la WEA publicado por Naciones Unidas declaran que; aunque no parece haber limitación de recursos para los próximos 50 años el sistema energético actual es insostenible por consideraciones de equidad, medioambientales, económicas y geopolíticas.

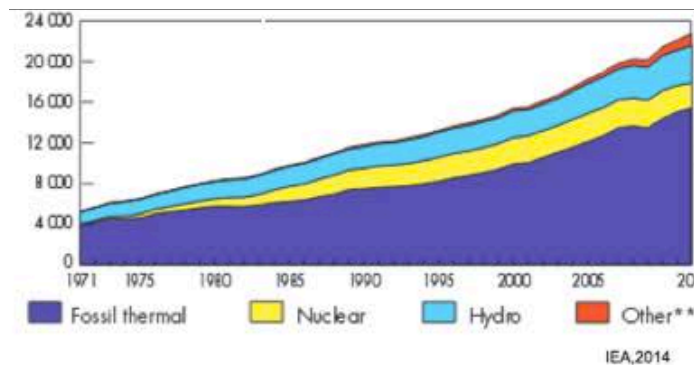


Fig 3- Fuentes de energía en el mundo para la producción de energía eléctrica.

Desigualdad de consumo por culpa de la falta de acceso de la electricidad.

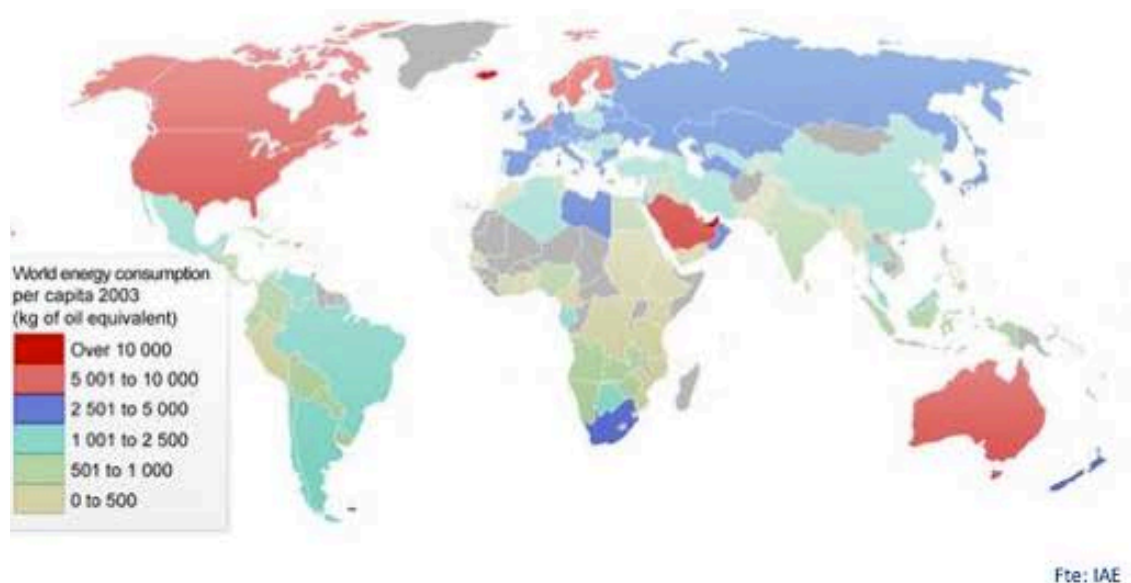


Fig 4-Consumo energético medio anual por habitante.

Deterioro del medio ambiente en aumento.

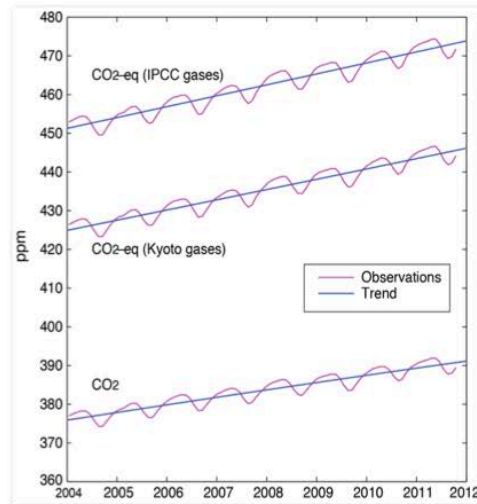


Fig 5- Concentración de gases de efecto invernadero.

Fte: Energy and Climate Outlook 2012, M.I.T

En los países en vías de desarrollo, se llevan a cabo controles de consumo mediante el racionamiento de energía y el establecimiento de tarifas de consumo, por lo que la energía se convierte en un bien escaso y muypreciado. El reparto desigual de algunos de los recursos energéticos limita su distribución geográfica generando conflictos geopolíticos.

Actualmente, los principales usos de la energía solar fotovoltaica son los siguientes:

- Grandes plantas de producción de electricidad.
- Sistemas de respaldo en caso de fallo de la red eléctrica: hospitales, iluminación de emergencia...
- Sistemas sin cables: sistemas móviles.
- Aprovechamiento de estructuras existentes: integración arquitectónica.

Casos especiales:

- En zonas remotas donde otras alternativas no son prácticas. Encarecimiento del transporte de energía hasta esos puntos.
- Zonas donde se prevé un consumo pequeño o moderado por lo que no esta justificado económicamente el uso de la red, aunque esté disponible,



2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA MUNDIAL.

La Energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, impulsada por la necesidad de asumir los retos que en materia de generación de energía se presentan.

Un gran número de países desarrollados están apostando por las fuentes de energía renovables. La energía solar es el origen de la mayoría de las demás formas de energía. Por ejemplo, la energía eólica depende del viento, el cual es originado por la heterogeneidad de la radiación solar sobre la superficie terrestre que hace que varíe la presión del aire y de lugar al movimiento de las masas de aire llamado viento.

Este crecimiento se ha producido gracias a los mecanismos de fomento de algunos países, que, como España, han propiciado un gran incremento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

A finales de 2010, la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente 40.000 MWp según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), de los cuales cerca de 29.000 MWp, un 72%, se localiza en la Unión Europea. Para los próximos años se espera que el continuo crecimiento de la última década a nivel mundial se mantenga.

Las tres áreas de mayor interés en el mundo, según la potencia acumulada, son Europa (destacando Alemania y España, con más de un 52% del total mundial), Japón y EE.UU. Japón con cerca de 3.622 MW acumulados y EE.UU. con aproximadamente 2.727 MW representan el 9% y el 6,80% respectivamente de la potencia total.

Países como Italia, que se convierte en el año 2009 en el segundo mercado mundial, con 711 MW instalados, y en el año 2010 se estiman unos 2.321 MW más. En Europa la República Checa que instaló en 2009 411 MW y en 2010 aproximadamente unos 1.490 MW, y Bélgica 210 MW en 2010. Japón y Estados Unidos siguen manteniéndose en sus posiciones con 990 MW y 980 MW instalados respectivamente.

Las naciones ricas en petróleo del MENA (Middle East/North Africa) tienen enormes recursos solares y se están preparando para la era post petróleo incrementando sus instalaciones solares de uso propio. Por ejemplo, Arabia Saudí se ha propuesto alcanzar que el 33% de la electricidad proceda de fuentes fotovoltaicas para 2032.

Desde 1991, la mayor planta solar es la del Desierto de Mohave, en California, con 324 MW de potencia instalada y que utiliza colectores cilindro- parabólicos.

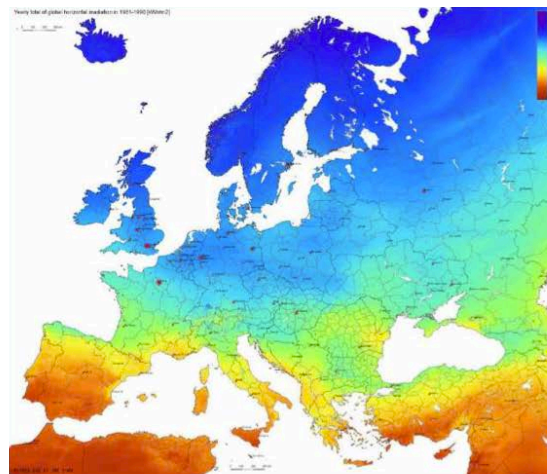


Fig 8-Mapa Europeo de irradiancia. Fte: IDAE.

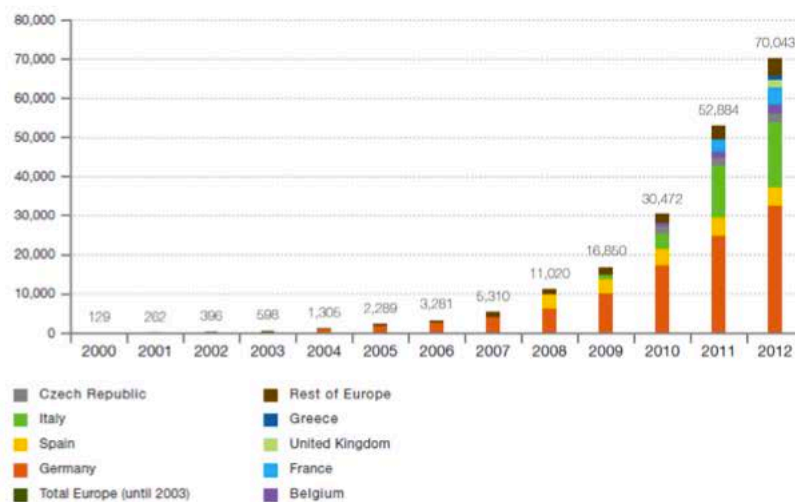


Fig 9- Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en Europa.

En 2009, la Unión Europea aumentó su capacidad energética total en 27,5 GW, de los cuales el 21% procedía del sector fotovoltaico (5,8 GW), potencia que representa un 70% de la energía fotovoltaica mundial instalada.

La potencia instalada a finales de 2010 ascendía a 29.327MWp, repartidos entre 29.173 MWp de instalaciones conectadas a red y 154 MWp de instalaciones aisladas.

Los países principales por potencia instalada en 2010, por orden, fueron: Alemania (7.408 MW), Italia (2.321 MW), República Checa (1.490 MW) Japón (990 MW) y EE.UU (980 MW).

En general, una gran cuota de mercado en Europa se concentra en la zona comercial y azoteas industriales. Esta tendencia va a continuar, basada en la evolución prevista del marco legal. El segmento residencial se ha desarrollado rápidamente en algunos países como Bélgica, Grecia, y el Reino Unido.

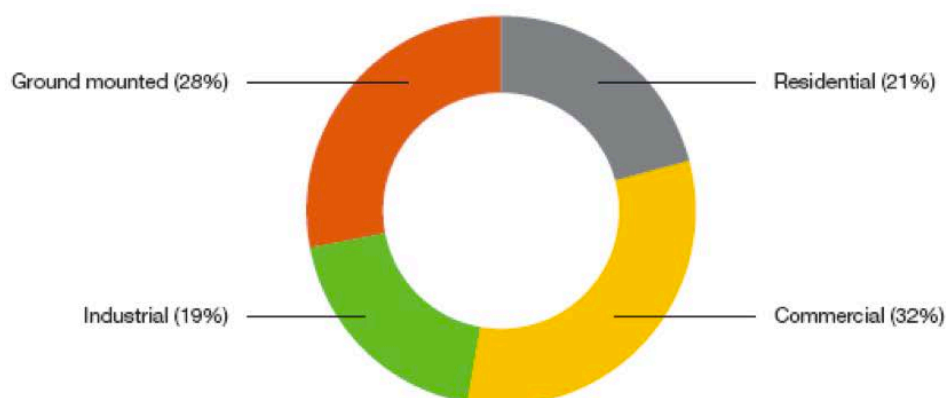


Fig 10- Segmentación de mercado en Europa en 2012 (%). Fte: EPIA

2.2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA NACIONAL (ESPAÑA).

A raíz de la localización y de sus condiciones climatológicas, España se ha convertido en uno de los países con mayor potencial fotovoltaico de la actualidad. La principal ventaja, es el reparto de irradiación prácticamente homogéneo a través del territorio, lo que permite distribuir la potencia instalada en torno a las grandes zonas de consumo. Esto implica un ahorro en infraestructuras de transporte y distribución de energía.

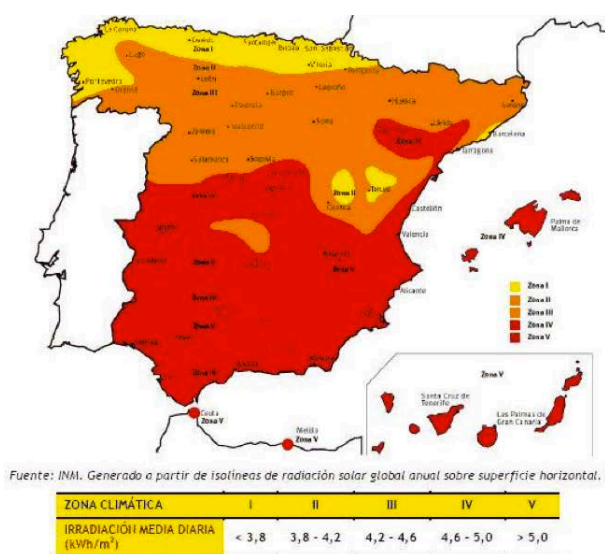


Fig 11- Irradiación media diaria en España según zonas climáticas. Fte INAI.

En 2008, debido a la política de primas, incentivos económicos y seguridad de inversión, España se convirtió en la primera potencia fotovoltaica, con mayor potencia instalada. La alta rentabilidad que ofrecía originó un crecimiento descontrolado que tuvo que ser atajado mediante un cambio de legislación vigente. Desaparecieron las primas y se pusieron trabas administrativas, principalmente, al sector de huertas solares. El mayor tamaño de una huerta solar pasó a ser de 100kWp, lo que no impidió que el que quisiese instalar más potencia, simplemente colocase varias huertas de tal potencia nominal una a lado de otra.

La instalación de unas primas excesivas, implicó un gran desembolso por parte del gobierno. Estos flujos monetarios fueron adeudados a entidades bancarias por parte del gobierno. Al ver que la situación era insostenible y al retirar las primas, el gobierno se enfrentaba a una gran deuda. Para recuperar su inversión, el gobierno decidió subir el precio de la electricidad, por lo que están siendo los consumidores los que en realidad paguen las primas excesivas.

En el Real Decreto 1578/2008, se recoge que:

- Reducción de la retribución por la energía producida un 30%.
- Introducción de una reducción progresiva de la retribución que puede superar el 10% anual.
- Establecimiento de un límite máximo anual de 500 MW durante los próximos años, con un nuevo registro para adjudicar esta potencia que complica la tramitación administrativa de los proyectos.

A partir del año 2008, el crecimiento de la capacidad solar instalada en España, disminuyó notablemente en comparación con como estaba creciendo hasta ese momento.

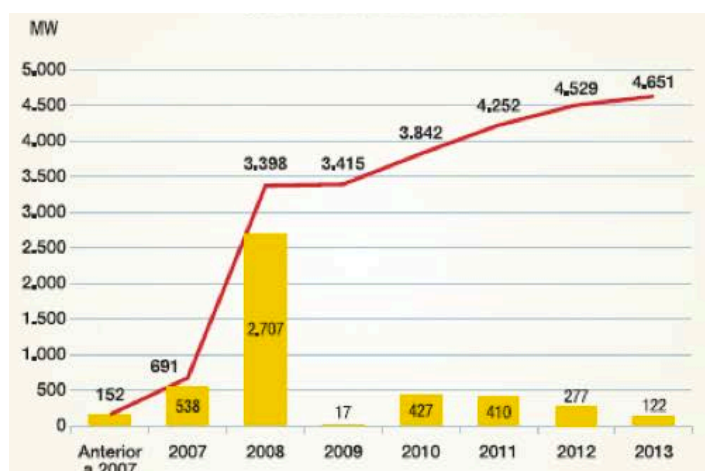


Fig 12-Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. Fte: UNEF a partir de datos de la CNMC.

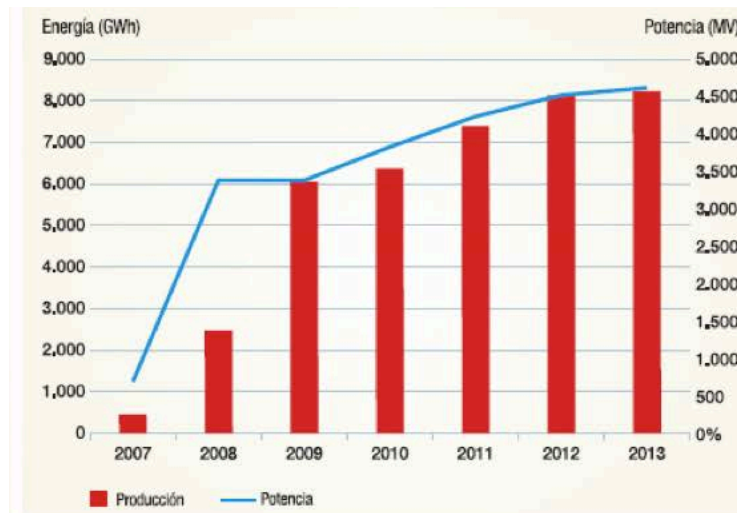


Fig 13-Producción Fotovoltaica en España. Fte: UNEF a partir de datos de la CNMC.

No obstante, España ya ha experimentado un exceso de capacidad de energía debido a la disminución de la demanda de electricidad correspondiente a la desaceleración de la economía. Esto lleva al gobierno español a reducir el incremento de energía fotovoltaica y otras fuentes de energía renovables, limitando el potencial de estos mercados para los tiempos venideros.

Igualmente, la inestabilidad política de los últimos años ha aumentado la dificultad para conseguir inversores en este tipo de tecnología en nuestro país. La posibilidad de un cambio de leyes asusta a los inversores por lo que la viabilidad económica tiene a reducirse.

En resumen, el marco jurídico relacionado con la energía fotovoltaica es el siguiente:

RD 661/2007: Tarifa atractiva. Fácil financiación. Sin cupos.



RD 1578/2008: Tarifa razonable. Financiación y cupos regulados.



RDL 14/2010: Tarifa reducida. Financiación difícil. Cupos regulados. Límite de horas. Peajes de acceso a red.



RDL 1/2012: MORATORIA (Suspensión de primas)



RD 900/2015: Peajes. Excepciones islas <10kW.

Las principales plantas fotovoltaicas españolas son las siguientes:



Fig 14- Principales zonas de producción fotovoltaica en España. Fte: REE y Webs de empresas EPC y promotores.

3. EL SOL.

El sol es una esfera de plasma, compuesta de materia gaseosa a altas temperaturas, con un diámetro de $1.39 \times 10^9 \text{ m}$ y está distanciada una media de $1.5 \times 10^{11} \text{ m}$ de la tierra. Según visto desde la tierra, el sol rota sobre su eje una vez cada 4 semanas. Sin embargo, no rota como lo haría un sólido rígido, sino que el ecuador tarda unos 27 días en completar una rotación y las zonas polares unos 30 días en hacer lo mismo.

El sol existe como un cuerpo negro con una temperatura de 5777K. La temperatura en las zonas centrales del interior de la estrella, se estima alrededor de $8 \times 10^6 - 40 \times 10^6 \text{ K}$ y la densidad del mismo, se estima en 100 veces la del agua. El sol es, en efecto, un reactor nuclear continuo llevando a cabo reacciones de fusión nuclear entre sus gases constituyentes que proporciona la energía irradiada por el mismo. El proceso principal es aquel en el cual átomos de hidrógeno (con 4 protones) se combinan entre sí para formar un núcleo de helio. La masa de un núcleo de helio es menor que la de 4 protones de hidrógeno por lo que el déficit de masa es lo que ha pasado a ser energía.

La energía producida en el interior de la esfera solar a unos millones de grados de temperatura, debe ser transferida hasta la superficie para luego ser irradiada hacia el espacio. Una sucesión de procesos radiativos y convectivos ocurren conjuntamente con un proceso sucesivo de emisión, absorción y re radiación. La

radiación de la superficie solar tendrá una mayor longitud de onda a medida que aumenta la distancia radial y disminuye la temperatura.

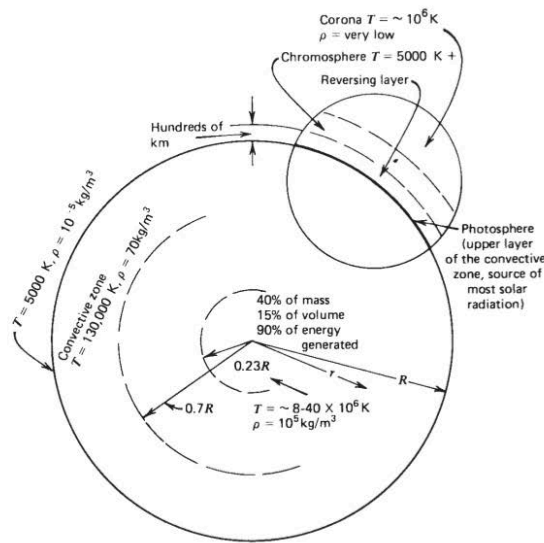


Fig 15- La estructura solar.

LA CONSTANTE SOLAR.

La órbita terrestre es tal, que la distancia entre el sol y la tierra varía un 1.7%. La radiación emitida por el sol y su relación espacial con la tierra resultan en una intensidad prácticamente fijada de radiación solar fuera de la atmósfera terrestre. La constante solar G_{sc} es la energía del sol por unidad de tiempo recibida en una unidad de área de superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación a una distancia media tierra-sol, exterior a la atmosfera. Se aproximará a un valor de $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$.

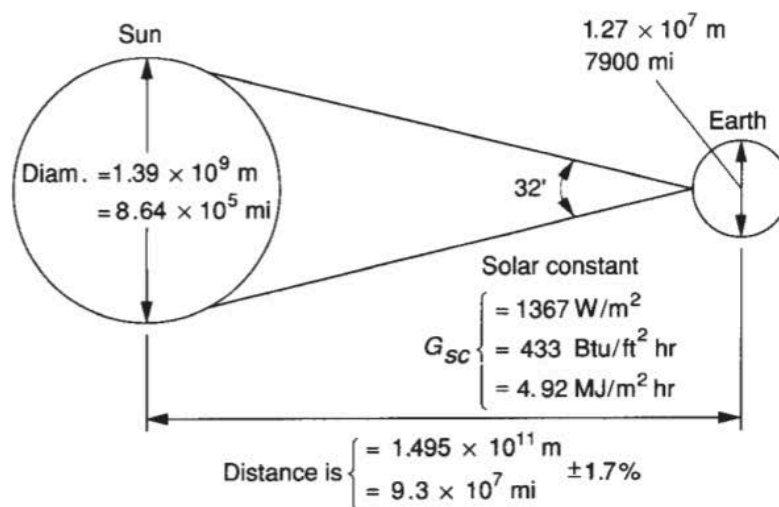


Fig16_-Relaciones Sol-Tierra.

Aun así, es por la excentricidad de la órbita elíptica terrestre que la tierra no está siempre equidistante al sol por lo que ésta, no recibe siempre la misma cantidad de irradiancia. La variación de la irradiancia se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$G = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360}{365} N_d \right) \right)$$

Donde N_d corresponderá a un día particular del año.

Es determinante, que la radiación solar no es la misma todo el año. Debido a su órbita elíptica, la Tierra se encuentra a su distancia mínima respecto al Sol (perihelio) en Diciembre y Enero, y a su máxima distancia (afelio) en Junio y Julio.

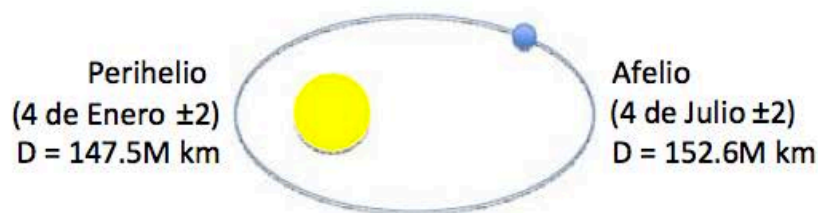


Fig 17- Recorrido orbital terrestre..

3.1. RADIACIÓN EXTRATERRESTRE (BANDA DE EMISIÓN).

Además de la energía total del espectro solar, es útil tener constancia de la distribución espectral de la radiación extraterrestre, que es, la radiación recibida en ausencia de atmósfera. Cabe remarcar, que no toda la energía recibida del sol es aprovechada por el panel fotovoltaico; la composición de la atmósfera actúa sobre los fotones como filtro y atenuador. Por otra parte, la captura de fotones en el silicio se encuentra comprendida en un rango de frecuencias y energía.

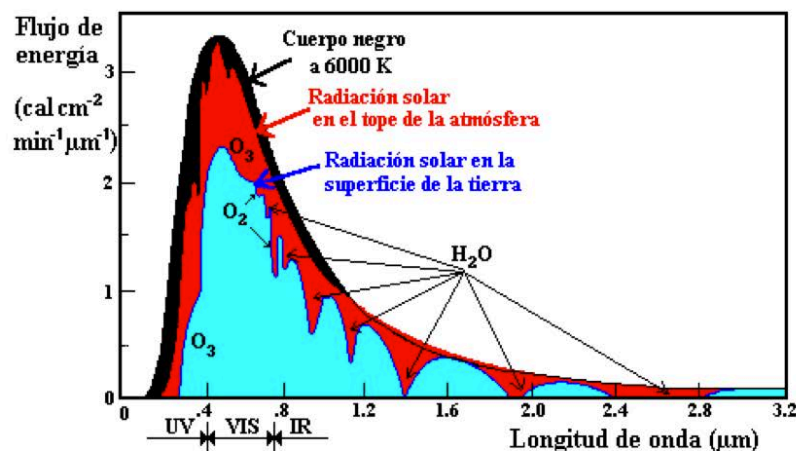


Fig 18- Curva de flujo de energía a la media de la distancia entre la tierra y el sol.

La distribución espectral de la constante solar está tabulada y representada gráficamente. La mayor parte de los fotones emitidos por el Sol tienen una longitud de onda comprendida entre $0.3\ \mu\text{m}$ y $3\ \mu\text{m}$ ($1\ \mu\text{m} = 10^{-6}\text{ m}$), aunque solamente las que van desde 0.4 y $0.7\ \mu\text{m}$ son susceptibles de ser captadas por el ojo humano, formando lo que se conoce como luz visible.

La luz “no visible” emitida por el Sol, esto es, la radiación con longitud de onda menor que $0.4\ \mu\text{m}$, transporta también una considerable energía.

3.2. ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA SOBRE LA RADIACIÓN SOLAR.

No toda la radiación que llega a la tierra alcanza la superficie. La radiación solar recibida en la superficie terrestre está sometida a variaciones por culpa de los siguientes factores atmosféricos:

Dispersión atmosférica por moléculas de aire, agua y polvo.

Dispersión atmosférica por O_3 , H_2O , CO_2 y demás gases de efecto invernadero.

La dispersión de la radiación según pasa a través de la atmosfera está causada por la interacción de los fotones con las moléculas de aire, agua (vapor y gotas) y polvo. El grado de dispersión es función del número de partículas que debe atravesar la radiación y el tamaño de las mismas relativo a la longitud de onda. La longitud de la trayectoria atravesada por la radiación a través de las moléculas de aire se describe con el parámetro “*air mass*” o *masa óptica de aire relativa*. Siendo este, el coeficiente que define la longitud de trayectoria atravesada por la radiación directa a través de la atmósfera en comparación con la longitud de trayectoria atravesada desde una posición directamente vertical (Cenit).

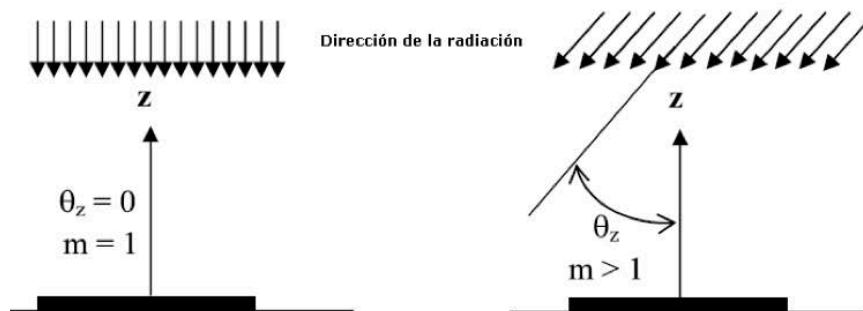


Fig 19- Masa óptica de aire relativa.

Las cantidad de partículas de polvo y agua encontradas por la radiación dependen del coeficiente “*air mass*” y del contenido atmosférico del emplazamiento.

Las moléculas de aire son muy pequeñas en comparación con las longitudes de onda por lo que la dispersión solo es significativa para unos $\lambda < 0.6\ \mu\text{m}$. Para longitudes de onda mayores, tiene muy poco efecto en la transmitancia atmosférica.

Las partículas de polvo y agua en la atmósfera tienden a ser más grandes como resultado de la agregación de las partículas de agua y la condensación de agua en las partículas de polvo. Parámetros que describen la turbidez de la atmósfera hacen referencia a este fenómeno.

La absorción de la radiación en la atmósfera, en el espectro, es debido principalmente al ozono en la zona ultravioleta y a vapor de agua y dióxido de carbono en la zona infrarroja. Hay prácticamente absorción total por parte del ozono en la zona mas alejada de la tierra de la atmósfera para $\lambda < 0.29\mu m$. Cuando $\lambda > 0.29\mu m$ el ozono deja de absorber radiación, hasta que en $\lambda = 0.6\mu m$ se observa una leve reaparición de la absorción.

El vapor de agua muestra fuerte absorción en la zona infrarroja del espectro, para $\lambda = 1.0, 1.4, 1.8\mu m$. Por encima de $\lambda = 2.5\mu m$, la energía proveniente del sol es menor que el 5% de la total emitida en el espectro de radiación. Asimismo, para esos valores de longitud de onda, la transmisión de la atmósfera es muy pequeña por culpa de la absorción del vapor de agua y del dióxido de carbono.

Los efectos de la dispersión se muestran en la siguiente figura. Las zonas sombreadas corresponden a las porciones de energía absorbidas.

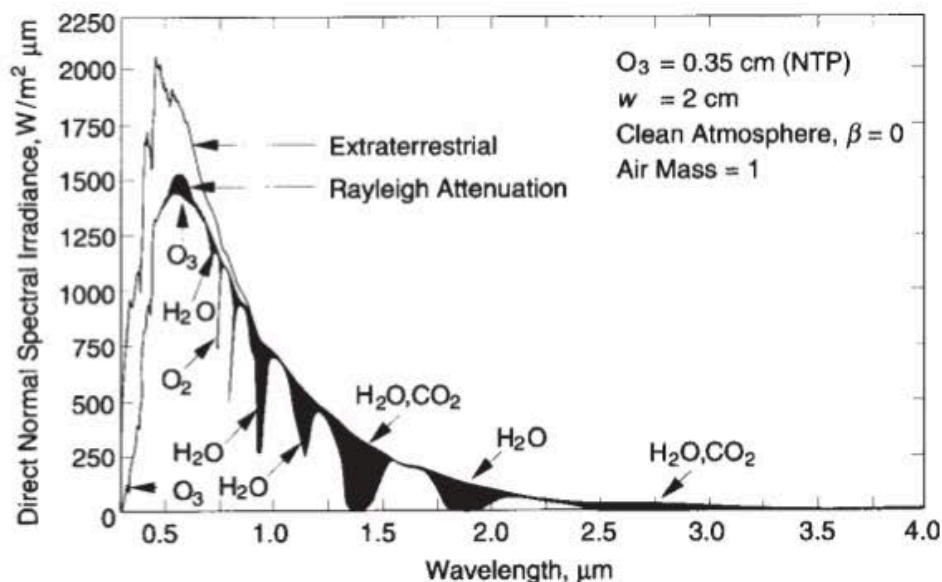


Fig 20- Efectos de la dispersión de la radiación por parte de agentes atmosféricos.

En resumen, la radiación emitida por el sol a una distancia tierra-sol de $1.5 \times 10^{11} m$ tiene una distribución espectral como aquella mostrada por la figura 20. Los rayos X y otros tipos de radiación con longitudes de onda bajos son absorbidos en la Ionosfera por nitrógeno, oxígeno y demás componentes atmosféricos. La mayor parte de la radiación ultravioleta es absorbida por el ozono. Para valores de



$\lambda > 2.5\mu m$, la combinación de bajos niveles de radiación y una fuerte absorción por parte del dióxido de carbono implica que muy poca energía alcanza la superficie terrestre. Por lo tanto, desde el punto de vista significativo para aplicaciones terrestres de energía solar, solo las longitudes de onda entre 0.29 y 2.5 micrómetros deberán ser consideradas.

3.3. COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR Y GEOMETRÍA SOLAR.

Irradiancia (G): Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en W/m^2 o kW/m^2 .

Irradiación (E): Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en Wh/m^2 o kWh/m^2 .

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas o también considerada como flujo de fotones.

La radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo.

Radiación directa (B): Formada por los rayos procedentes del Sol directamente, es decir, que no llegan a ser dispersados.

Radiación difusa (D): Aquella procedente de toda la bóveda celeste excepto la que llega del Sol. Originada por los efectos de dispersión mencionados anteriormente.

Radiación del albedo (R): Procedente del suelo, debida a la reflexión de parte de la radiación incidente sobre montañas, lagos, edificios, etc. Depende muy directamente de la naturaleza de estos elementos. Esta se obtiene del cociente entre la radiación reflejada y la incidente sobre una superficie. El albedo es un coeficiente que nos da información de cuanta radiación es reflejada por una superficie, se puede dar como porcentaje, del 0% al 100% o en por unidad, del 0,0 al 1,0; siendo 0 cuando no se refleja nada de radiación y toda es absorbida. Si el valor del albedo es 1 entonces toda la radiación es reflejada.

La suma de estas tres componentes da lugar a la radiación global.

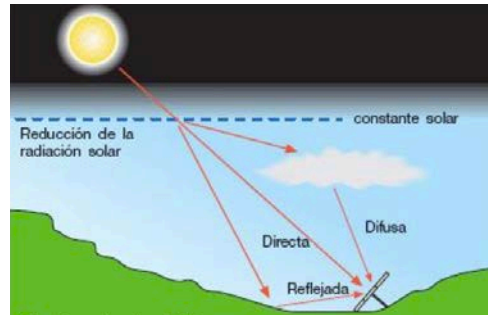


Fig 21- Descomposición de la radiación solar global.

GEOMETRÍA SOLAR. Dirección de la radiación directa.

Las relaciones geométricas entre un plano de cualquier orientación relativa a la tierra a cualquier hora (sin importar que el plano esté en movimiento relativo a la tierra) y la radiación directa incidente se basan en la posición del sol relativa a ese plano. Esta posición puede ser descrita con varios ángulos.

Latitud [ϕ]: Distancia angular medida en la superficie de la tierra en un plano perpendicular al Ecuador donde su valor es 0° , correspondiéndole $+90^\circ$ al Polo Norte y -90° al Polo Sur.

Paralelos: son planos de igual valor de latitud.

Longitud [L]: Medida angular en el plano del Ecuador con origen convencional en el meridiano de Greenwich, pudiendo ser referida como grados al Este o al Oeste del mismo.

Meridianos: son planos de igual valor de longitud. El meridiano local es aquel que pasa por el norte, sur y cenit, y en el que el sol culmina a mediodía solar. Los *husos horarios* son también meridianos separados 15° por cada hora.

El eje polar o eje de rotación terrestre sobre el que gira la Tierra, mantiene una dirección aproximadamente constante y forma un ángulo de 23.45° con el plano de la eclíptica, denominado oblicuidad de la eclíptica. Debido a esta oblicuidad el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la eclíptica, es decir, la recta que une los centros de la Tierra y el Sol está cambiando permanentemente entre $+23.45^\circ$ y -23.45° . Este ángulo se conoce como **Declinación solar (δ)**.

Es positivo en el solsticio de junio (verano en el HN) y negativo en el solsticio de diciembre (verano en el HS).

En los equinoccios la declinación solar vale 0° (marzo y septiembre). En todos los casos las fechas corresponden aproximadamente al día 21 de los meses respectivos.

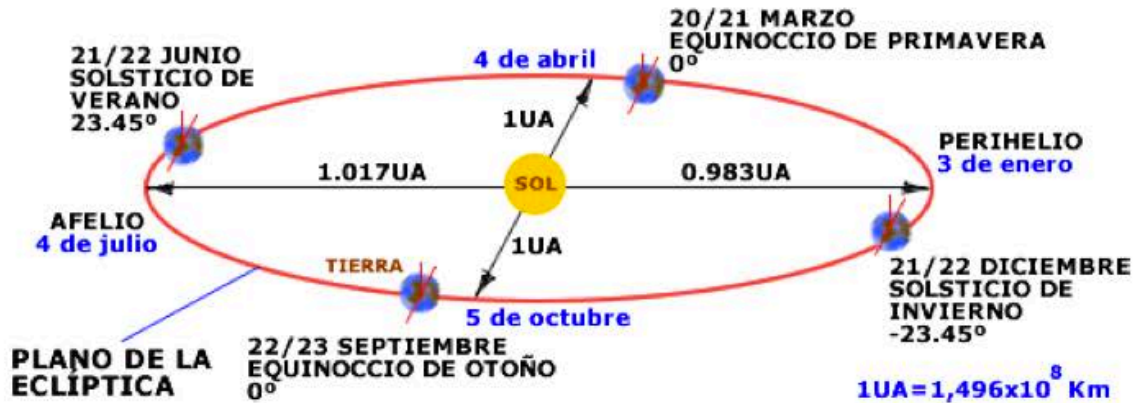


Fig 22-Illustración de cambios en la declinación solar. Fte: MIT OpenCourseWare

Pendiente [b] ó [β]: ángulo máximo que un plano forma con el plano de tierra (si es horizontal $b=0^\circ$; si es vertical $b=90^\circ$).

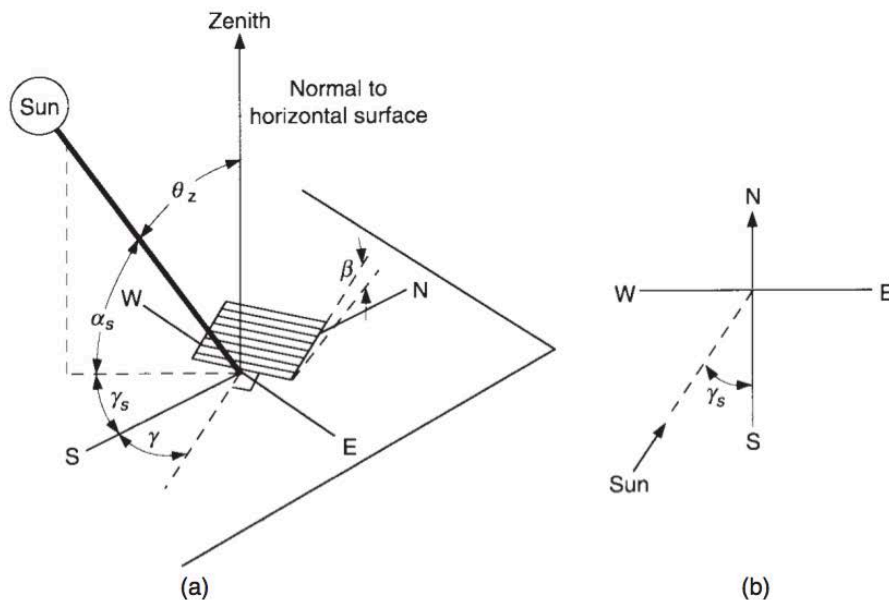


Fig 23-

(a) Ángulo de cenit, pendiente, ángulo azimut de un plano y ángulo azimut solar para una superficie inclinada.

(b) Vista mostrando ángulo solar azimut.

Azimut azimut de un plano [A'] ó [γ]: la desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie del meridiano local, siendo 0° de cara al sur, este negativo y oeste positivo. $-180^\circ < \gamma < 180^\circ$.

Ángulo horario [t] ó [ω]: el sol en su movimiento aparente diario recorre 15° cada hora por lo que el tiempo solar, habitualmente referido en horas antes (-) o después (+) del mediodía solar puede también expresarse en su correspondiente valor angular.

Ángulo de incidencia [i] ó [θ]: ángulo formado por los rayos del sol y la normal al plano considerado.

Ángulos adicionales están definidos para describir la posición del sol en el cielo.

Ángulo de cenit [θ_z]: ángulo entre la vertical y la línea hacia el sol, ángulo de incidencia de la radiación directa en una superficie horizontal.

Ángulo de altitud solar [α_s]: ángulo medido en un plano perpendicular al plano de tierra (en donde, cuando coincide con este vale 0° , siendo su máximo valor igual a 90° en el cenit). El complemento del ángulo de cenit.

Ángulo solar de azimut [At] ó [γ_s]: es el valor angular medido sobre el plano de tierra. Por convención, en arquitectura el origen de la medición es el sur (correspondiéndole el valor 0°) y el sentido de la medición es positivo en sentido horario y negativo en sentido anti horario adoptándose el más conveniente en cada caso. A modo de ejemplo, al oeste le corresponde $+90^\circ$ ó -270° ; al norte $\pm 180^\circ$ y al este $+270^\circ$ ó -90° .

Ángulo de perfil [α_p]: En un plano receptor R con un ángulo azimut γ . Es la proyección del ángulo de altitud solar en un plano vertical perpendicular al plano en cuestión. Es el ángulo que un plano inicialmente horizontal ha de ser rotado para incluir el sol.

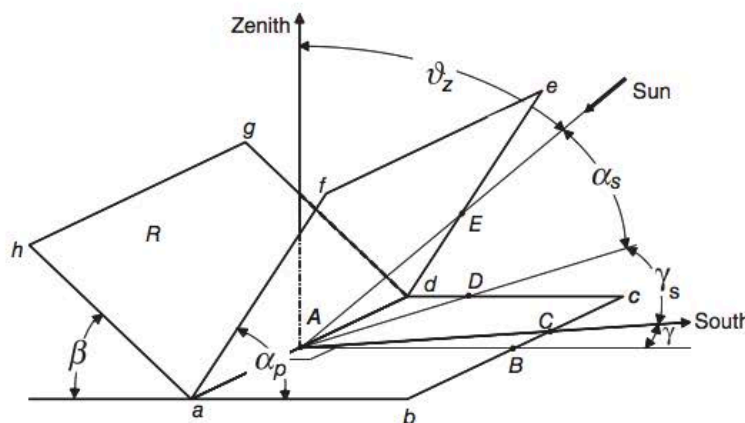


Fig 24- Ángulo de perfil. α_p

3.4. HORA SOLAR.

La hora solar es el tiempo basado en el movimiento angular aparente del sol a través del cielo, siendo el mediodía solar cuando el sol cruza el meridiano del observador.

Es la hora utilizada en todas las relaciones angulares que incumben al sol. No coincide con la hora local dado que se le aplican dos correcciones para la transformación;

La primera corrección hace referencia a la diferencia en longitud entre el meridiano del observador y el meridiano de referencia de la hora local. El sol tarda 4 minutos en atravesar 1° de longitud.

La segunda corrección viene de la ecuación del tiempo. Tiene en cuenta las perturbaciones en el ritmo de rotación de la tierra que afecta al tiempo que tarda el sol en cruzar el meridiano del observador.

La diferencia en minutos de ambas horas es la siguiente:

$$\text{Tiempo solar} - \text{Tiempo estándar} = 4(L_{st} - L_{loc}) + E$$

Siendo L_{st} el meridiano estándar para la zona horaria y L_{loc} la longitud del emplazamiento en cuestión. ($0 < L < 360^\circ$).

La ecuación temporal:

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B)$$

$$B = (n - 1)360/365$$

Siendo n el día del año.

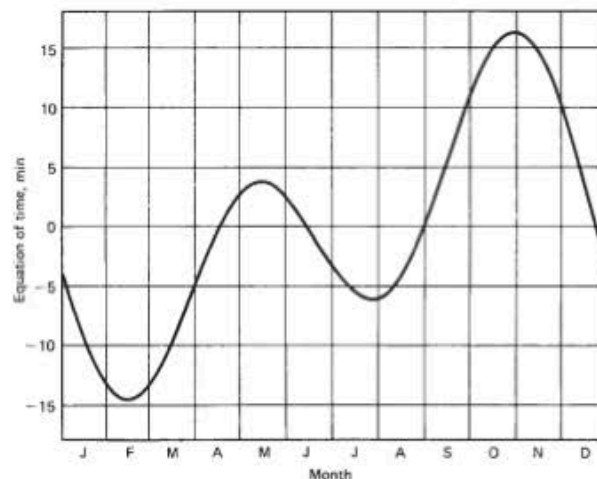


Fig 25- La ecuación del tiempo E en función del momento anual.

3.5. TRAYECTORIA SOLAR.

La trayectoria solar nos da información sobre cómo varía el Sol a lo largo de un día en los distintos meses del año y cuánta energía solar será capaz de captar los paneles, pues también recoge las zonas sombreadas, lo cual permite estimar las pérdidas por sombras. La trayectoria que sigue el Sol no es igual en todos los puntos de la Tierra, depende de la localización. Trazando la altura solar vs el ángulo azimut durante un año, obtendremos...

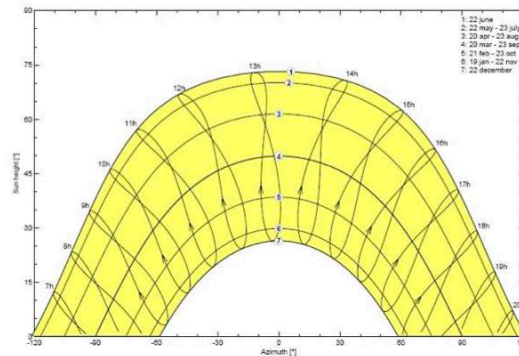


Fig 26- Trayectoria solar de MADRID SP, (Lat 40.2°N, long 3.4°W, alt. 608m)

Los días con menor variación de altura solar entre ciertas horas, obtendremos una mayor producción de energía en instalaciones fotovoltaicas fijas.

Estimación de pérdidas por sombreado.

Para estimar de forma analítica las pérdidas por sombras en una instalación fija, se divide el diagrama de trayectorias solares en sectores. Una vez hecho esto se estima un factor de 0 a 1 en proporción a la contribución de cada sombra al sector. A continuación se suma cada contribución de sector ponderada por el factor. La contribución de energía vendrá dada por la radiación global que recibe el sector, el resultado de la operación son las pérdidas porcentuales por sombras.

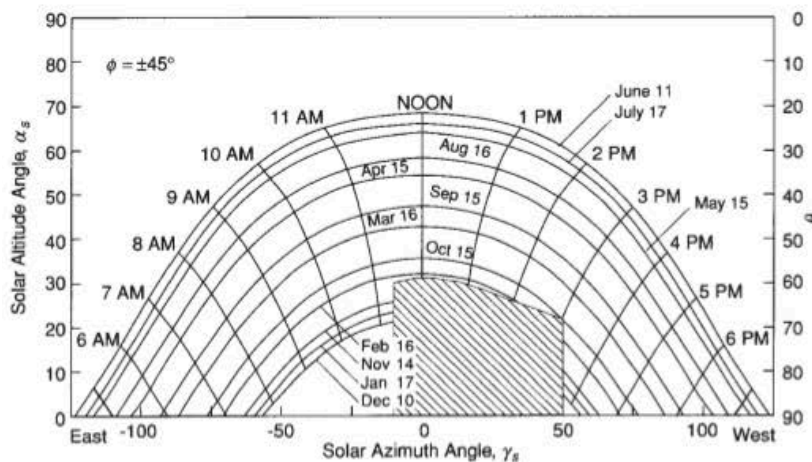


Fig 27- Diagrama de trayectorias solares con obstáculos localizados.



A partir de aquí se utilizará una tabla próxima a los datos de instalación reales que tiene en cuenta cuales y que porcentaje de sectores estarán sombreados para determinar el factor de sombra.



INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE CONEXIÓN A RED



1. INTRODUCCIÓN.

Existen varios tipos de sistemas fotovoltaicos en función de su aplicación. Todos transforman luz solar en energía eléctrica, pero es, en donde va a parar esta energía, en lo que difieren estos sistemas.

Un sistema fotovoltaico esta compuesto básicamente por un conjunto de componentes como: células solares, módulos, inversores, sistemas de protecciones eléctricas etc... Y dependiendo del fin, los sistemas podrían incluir baterías electroquímicas, reguladores, contadores etc...

Difiere la elección de los inversores a raíz de la aplicación de la planta (inversor de conexión a red, inversor de conexión a red en autoconsumo, inversor de sistemas aislados de la red, inversor de aislada con cargador de baterías y sistemas de apoyo...).

Una instalación fotovoltaica de **conexión a red** funciona en base a los generadores fotovoltaicos, que transforman energía solar en energía eléctrica, conectados a la red mediante un inversor o sistema de inversores, que hacen una modificación de DC a AC de la energía recibida, entregándola a la red de distribución. Puede existir el caso donde se cuente con unos centros de transformación en la misma instalación para elevar la tensión y reducir pérdidas en el transporte de energía. De manera que la inyección de energía funciona según las exigencias de un operador de red.

Se puede dar el caso de que las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red tengan un sistema de reserva que sea de almacenamiento de energía, mediante baterías, para maximizar los recursos.

Existen varios tipos de **instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red**:

- **Parques o plantas solares.** Instalaciones de gran potencia subdivididas en parcelas de 100kW. Pueden llegar a producir varios MW. Generalmente, elevación de tensión en la misma planta para producir en media tensión. (MT)
- **Instalaciones de integración arquitectónica.** Generalmente, en superposición (colocación de módulos FV sin la doble funcionalidad, paralelos a la envolvente del edificio). Debido a la superficie disponible, estas instalaciones suelen contar con equipos de menor capacidad y producir en baja tensión (BT).
- **Instalaciones híbridas o de múltiple funcionalidad.** Resultan de la combinación de varias formas o destinos de producción de energía.

2. ELEMENTOS.

2.1 PANELES/MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Un panel o módulo fotovoltaico es una matriz de células interconectadas que, debido a la radiación solar, producen una diferencia de tensión y conectada a una carga creará una corriente circulante.

Estos paneles, proporcionan niveles de corriente y tensión adecuados para la explotación de la máxima eficiencia de los inversores. Lo hacen, conectándose en serie para aumentar el nivel de tensión de una misma serie o *string* y luego, estas mismas series, se conectarán en paralelo para aumentar la corriente bajo un mismo nivel de tensión.

Dentro de un mismo panel, encontraremos una red de células conectadas de la misma manera que las series o *strings/arrays*. Un número de células se conectarán en serie para alcanzar el valor de tensión deseado y luego estos grupos se conectarán en paralelo hasta aumentar la corriente, obteniendo el valor deseado.

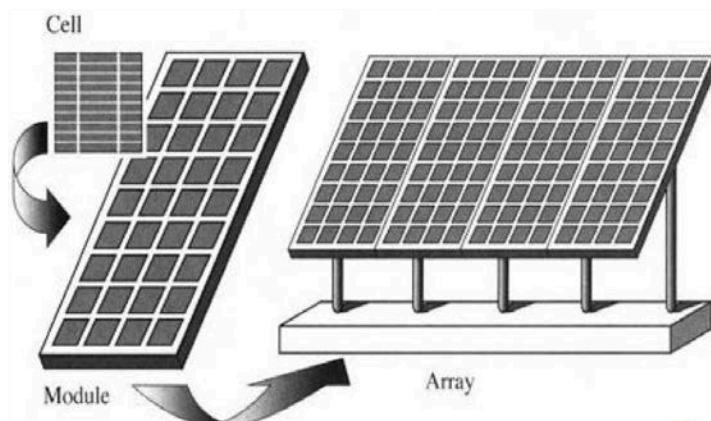


Fig 28 - Composición global de paneles y series (*array*)

El módulo fotovoltaico protege las frágiles células frente a las agresiones de los agentes temporales, las aísla eléctricamente del exterior y da rigidez mecánica al conjunto.

De manera que el tiempo de vida en condiciones normales de operación de un panel sería estimado en un tiempo superior a los 20 años. Esto se debe principalmente a la calidad del encapsulado, que debe ser impermeable al agua y resistir la fatiga térmica.

Los paneles proporcionan la estructura de apoyo de células que servirá para mantener la inclinación de las mismas, y proporcionar una sujeción fiable ante agentes externos. Esta estructura, deberá ser capaz de:

- Soportar fuertes vientos
- Mantener los paneles a 1 metro de altura
- Estar hecha de materiales resistentes a la corrosión
- Asegurar un buen contacto eléctrico
- Incluir una toma de tierra
- Ser capaz de proporcionar la posibilidad de movimiento si tratamos con seguidores solares.

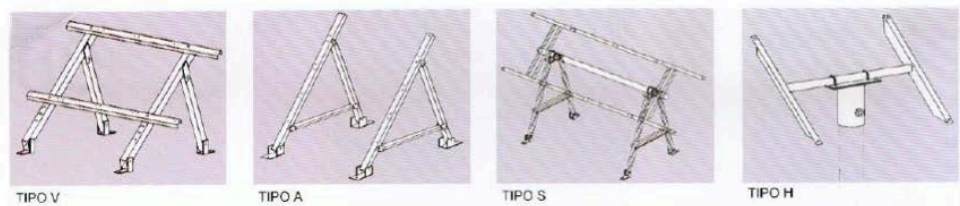


Fig 29 - Diferentes tipos de estructuras de apoyo de paneles.

Trataremos con **estructuras fijas, o con estructuras móviles.**

Aquellos generadores establecidos sobre **estructuras móviles** se denominarán **seguidores solares**. Se basan en un sistema de seguimiento de la trayectoria solar, uni o biaxialmente. De esta manera, se consigue maximizar el aprovechamiento de la radiación solar diaria, pero, a veces, el gasto de mantenimiento de ejes y motores no compensa en comparación a la pérdida de potencia producida de tratar con una estructura móvil.

Los tipos de seguidores son los siguientes:

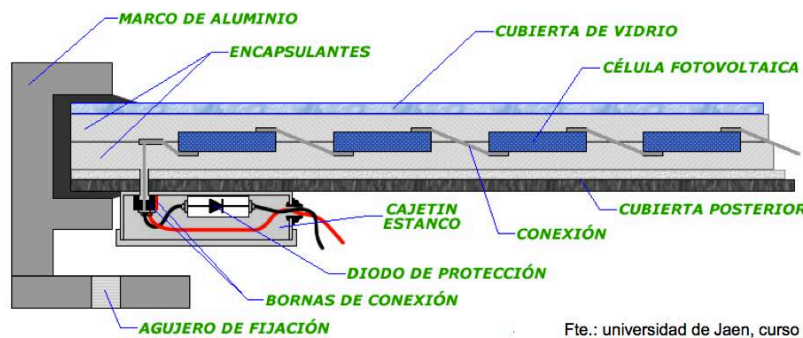
- **Seguimiento cenital.** Este tipo de seguimiento es de un solo eje en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más baja hasta su posición más alta, con un eje de rotación horizontal.
- **Seguimiento azimutal.** Este tipo de seguimiento es de un solo eje en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental, con un eje de rotación vertical.
- **Seguimiento polar.** Este tipo de seguimiento es de un solo eje en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental, con un eje de rotación inclinado respecto la vertical.
- **Seguimiento de doble eje.** Es aquel en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental, con un eje de rotación vertical, y el que sigue la trayectoria del sol desde su posición más baja hasta su posición más alta, con un eje de rotación horizontal. Es decir, es el resultado de combinar el seguimiento azimutal con el cenital.



Fig 30-Seguidores solares.

Visión general de la sección de un panel:

- *Células fotovoltaicas.* Interconexionadas entre ellas a través de la soldadura de “bus bars” de la cara frontal de una célula con la cara posterior de la siguiente.
- *Capas de encapsulante.*
- *Cubierta de vidrio.*
- *Marco y sistema de fijación.* Integración del panel a estructura y soporte. Fijación del mismo.
- *Cubierta posterior.*
- *Caja de conexiones.*



Fte.: universidad de Jaen, curso solar

Fig 31 - Elementos de un panel fotovoltaico.

2.1.1 CÉLULAS SOLARES.

Las células solares fotovoltaicas son dispositivos electrónicos que transforman la energía solar en energía eléctrica a raíz de la recepción de la energía transmitida por la radiación solar, mediante los fotones.

El 84.7% de las células solares se fabrican con Silicio cristalino, un material semiconductor muy abundante en la corteza terrestre.

Suelen tener un espesor de 0.25-0.35 mm y una forma cuadrada o casi cuadrada (con esquinas redondeadas) para aprovechar la mayor superficie posible de entre 120-220 mm².

Cuando la luz del sol incide sobre estos semiconductores, los fotones que la constituyen son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor para que rompan el enlace que les mantiene ligados a sus respectivos átomos. Por cada enlace roto quedará un electrón libre circulando dentro del sólido. La ausencia del electrón en el enlace roto crea lo que llamamos un hueco. Éste, también puede desplazarse libremente por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro debido al movimiento del resto de los electrones de los enlaces. Los huecos se comportan en muchos aspectos como partículas con carga positiva igual a la del electrón.

El flujo de estas partículas cargadas en direcciones opuestas genera una corriente en el semiconductor capaz de circular por el circuito externo y liberar en él la energía transferida por los fotones al crear los pares electrón-hueco.

Para separar los electrones de los huecos e impedir que restablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico que hace que ambos circulen en direcciones opuestas dando lugar a una corriente en el sentido del citado campo eléctrico.

En las células solares convencionales, este campo eléctrico se consigue con la unión de dos regiones de un cristal semiconductor de conductividades diferentes.

En resumen, una célula fotovoltaica está formada por una unión de materiales semiconductores, que al ser excitada por la luz es capaz de producir una corriente eléctrica continua, sobre la carga que tiene conectada, y cuyo funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

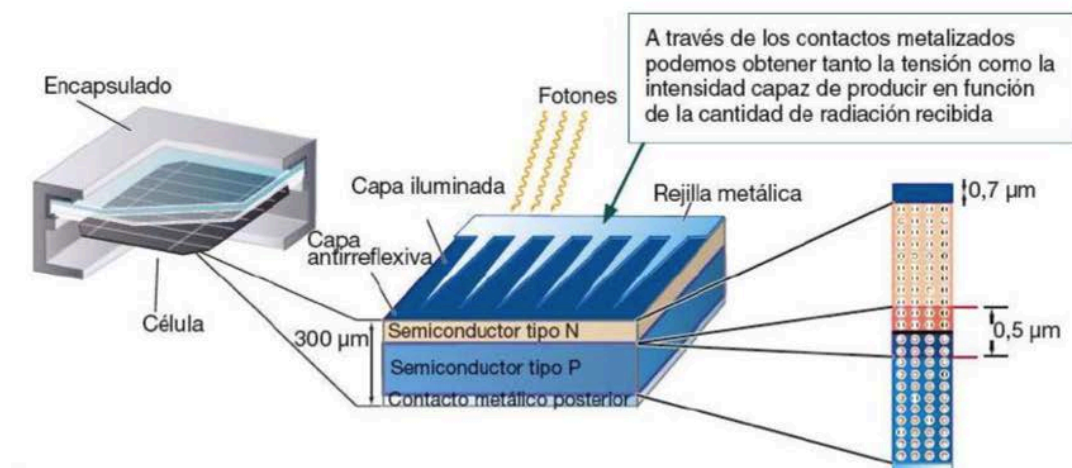


Fig 32- Esquema general de una célula solar.

2.1.1.1 PROCESO FÍSICO. Células solares convencionales.

En el caso de que el material sea el mas comúnmente utilizado, silicio, una de las regiones, llamada tipo **n** (negativa), ha sido impurificada “dopada” con átomos de **Fósforo**, que tiene cinco electrones de valencia, uno mas que el silicio, lo que hará que esta región tenga una mayor concentración de electrones que de huecos.

La otra región llamada de tipo **p** (positiva), ha sido impurificada con **Boro**, que tiene tres electrones de valencia, uno menos que el silicio lo que por consiguiente hará que tenga mayor concentración de huecos que de electrones.

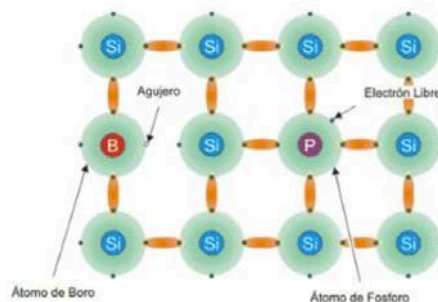


Fig 33-Impurezas en la estructura de silicio.

Las grandes diferencias de concentración de electrones y huecos entre ambas regiones, crean un campo eléctrico dirigido de la región **n** a la región **p** que es responsable de separar los electrones y huecos extras que se producen cuando la célula esta iluminada.

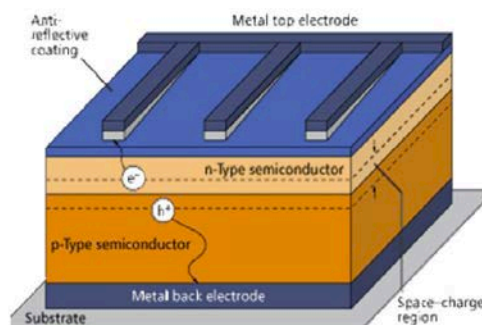


Fig 34-Estructura de una célula de silicio convencional.

En las células de silicio, la unión **p-n** se consigue difundiendo una capa de fósforo en una oblea de silicio que originalmente está toda ella impurificada con boro. La unión es muy superficial, pero suficiente para establecerse. La anchura media de capa difundida ronda unos 0.2-0.5 micrómetros.

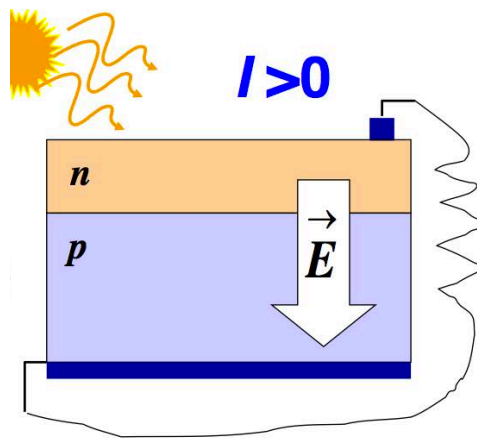


Fig 35-Esquema general célula iluminada.

La dirección del campo eléctrico creado entre las zonas n-p de la célula hace que la capa difundida actúe como un diodo que solo permite el flujo de corriente en una dirección (los electrones de p hacia n y los huecos de n hacia p).

El contacto eléctrico sobre la cara iluminada ha de hacerse de tal forma que se deje la mayor parte de su superficie para que entre el sol, pero, a la vez , una baja resistencia eléctrica.

El compromiso que se suele adoptar es conectar en forma de peine por arriba con una especie de rejilla metálica y un bus principal y conectar la parte inferior con una placa cubriendo toda la superficie. Habitualmente, se cubre la cara iluminada con material antireflectante para aumentar el porcentaje de energía solar absorbida.

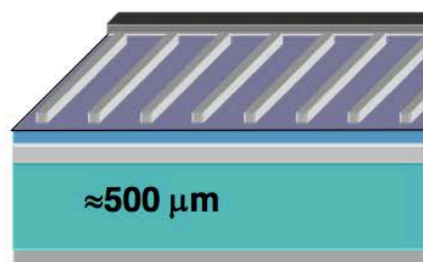




Fig 36-Esquema general establecimiento conductores.

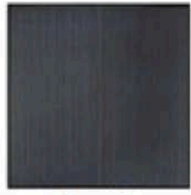


2.1.1.2 TIPOS DE CÉLULAS SOLARES Y FABRICACIÓN.

Como se ha mencionado anteriormente, las células solares mas frecuentes son las de silicio. Dentro de estas, se distinguen tres tipos dependiendo de su estructura cristalina.

Células	Rendimiento		Características	Fabricación
	Laboratorio	Real		
Monocrystalino  Monocristallino	24%	15-18%	Suelen tener unos colores azules oscuros homogéneos y con un brillo metalizado. Son las de mayor precio a raíz de su elevado rendimiento. Tienen una forma casi cuadrada con las esquinas redondeadas o forma octogonal y cuentan con una vida media de unos 25 años.	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
Policristalino  Policristallino	19-20%	12-14%	La superficie esta estructurada en cristales y tiene diferentes tonos azules. Menor precio debido a su menor rendimiento pero se suele optar por comprar más células de policristalino que menos de monocrystalino a mayor precio si se dispone de terreno. Tienen una vida útil de unos 20 años.	Igual que el monocrystalino pero se disminuye el numero de fases de cristalización.



Amorfo  Amorfo	16%	<10%	Color marrón homogéneo y no existe conexión visible entre células (no tienen estructura cristalina). Utilizadas para calculadoras, relojes... Una vida útil de entorno a 10 años.	Tienen la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada en un sustrato como plástico o vidrio...
--	-----	------	--	--

2.1.1.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.

Para usos prácticos, es necesario conocer las características eléctricas de las células.

Previamente a describir sus curvas características y circuitos equivalente, se introducirán una serie de conceptos:

- Corriente de Cortocircuito (I_{cc} o I_{sc}): Valor máximo de corriente eléctrica circulante por una célula FV en cortocircuito (sin cargas entre bornes). $\sim 3A$
- Tensión de Circuito abierto (V_{oc}): Diferencia máxima de potencial entre bornes de la célula al recibir radiación pero sin ninguna carga conectada. (Silicio $\sim 600mV$).
- Rendimiento de la conversión energética: Cociente entre la máxima potencia eléctrica entregable y la potencia incidente.

$$\eta = \frac{P_{entregable}}{P_{incidente}} = \frac{I_m V_m}{P_{incidente}} = \frac{FF V_{oc} I_{sc}}{P_{incidente}}$$

Bajo estas condiciones:

- $G = 1000 \text{ W/m}^2$
 - Temperatura de célula = 25°C
 - Incidencia normal
 - Distribución espectral AM1.5G
 - Velocidad del viento 1m/s
-
- TNOC (temperatura nominal de la célula): Valor de temperatura que alcanzan las células solares bajo las siguientes condiciones.
 - $G = 800 \text{ W/m}^2$
 - Temperatura ambiente = 20°C
 - Incidencia normal
 - Distribución espectral AM1.5G
 - Velocidad del viento 1m/s



- Factor de Forma (FF): Relación entre potencia máxima que el panel puede entregar y corriente de cortocircuito. $\sim 0.7/0.8$

$$FF = \frac{I_m V_m}{V_{oc} I_{sc}}$$

- Punto de máxima operación (PMP maximum power point)(I_m, V_m, P_m): Es el punto para el cual la potencia entregada es máxima. Existirá cuando la carga externa asigne una corriente (I_m) y trabaje con una tensión (V_m) que su producto sea la potencia máxima. Este punto es crucial para los inversores dado que con el fin de que puedan extraer la máxima potencia, contarán con un seguidor del Punto de Máxima Operación o Potencia (PMPT Maximum Power Point Tracking), que irá ajustando la impedancia de carga para maximizar la generación a lo largo del día, mediante un algoritmo que controle la tensión de operación. Por lo que el mismatch del fabricante, un concepto a introducir mas adelante, provocará que el PMPT se confunda de punto máximo de operación y no estemos trabajando a máximas capacidades. También obtendremos el PMP mediante la explotación máxima del recurso solar. Tendremos que reducir pérdidas e inclinar los paneles un ángulo que maximicemos la irradiancia (mayor tiempo posible perpendicular a los rayos solares).

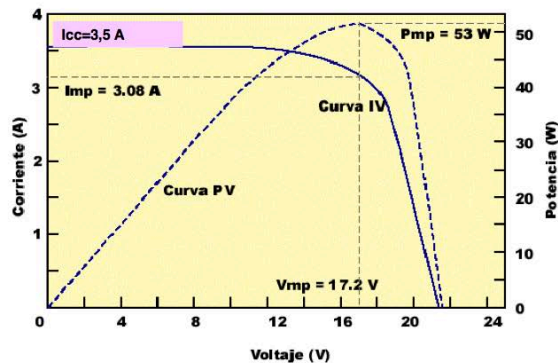


Fig 37-Curva I-V & P-V (intersección líneas discontinuas mostrando el PMP)

Existen dos factores que afectarán al PMP. Serán estudiados mas adelante, pero ahora serán introducidos de esta manera:

- Irradiancia: La corriente de cortocircuito aumenta proporcionalmente con la irradiancia. Además, aumenta ligeramente la tensión en circuito abierto. Por lo tanto, aumenta la potencia máxima. Este hecho implica que el rendimiento también sea mayor.

$$P_M = I_{cc} V_{oc} FF$$

- Temperatura: El aumento de temperatura provoca que la tensión en circuito abierto y el Factor de Forma disminuyan y la corriente de

cortocircuito aumente ligeramente, con lo que la potencia máxima disminuye y, por consiguiente, el rendimiento será menor.

CURVA CARACTERÍSTICA DE UN PANEL/MÓDULO FV:

La curva de un panel fotovoltaico es como su carta de presentación para unas condiciones estándar. Representa las posibles combinaciones de corriente y tensión para dicho dispositivo. El punto de trabajo dependerá de la carga a la que esté conectado.

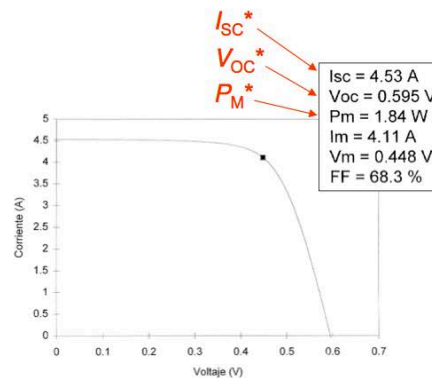


Fig 38 - Curva característica I-V

La estructura de una célula solar es igual a la estructura de un diodo. La curva característica de la célula solar sin radiación es igual a la de un diodo. Es en el momento en el cual la radiación incide, que la corriente de oscuridad aparece y cambia la curva.

$I = I_o \left(\exp \left(\frac{eV}{mkT} \right) - 1 \right)$	<p>I_o siendo la corriente de saturación en la oscuridad.</p> <p>e equivale a la carga del electrón. (en coulomb)</p> <p>m factor de idealidad del diodo. $m \in (1,2)$</p> <p>V es el potencial aplicado o disponible.</p> <p>T temperatura absoluta en Kelvin.</p>
---	--

Como resultado de la radiación incidente, los portadores libres de carga se mueven originando una corriente eléctrica. Esto se representa mediante el siguiente circuito equivalente:

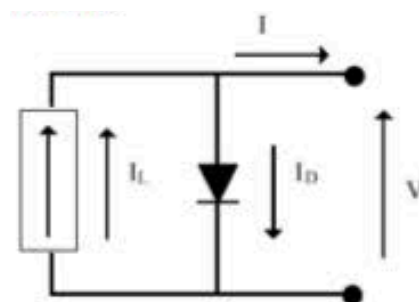


Fig 39-Circuito simplificado equivalente de una célula FV-

La fuente de corriente genera una corriente en base a la irradiancia, I_L . Contando con la curva generada con iluminación pero a potencial nulo, y con aquella, similar a la de un diodo (sin iluminación) con el potencial de alimentación, podemos usar el principio de superposición para obtener la curva real de la célula. Obtenemos:

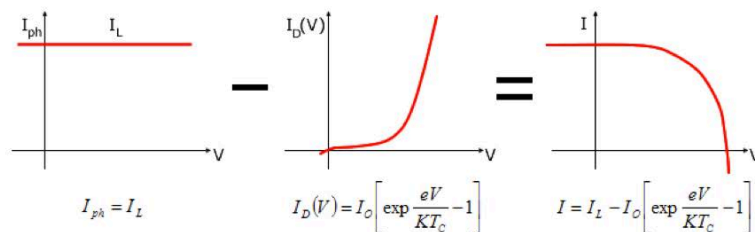


Fig 40-Razonamiento teórico de la aparición de la curva I-V de una célula FV mediante el principio de superposición.

Sin embargo, en circunstancias reales, tenemos que tener en cuenta las pérdidas por lo que es necesario contar con una resistencia en serie y una resistencia en paralelo.

Uno de los circuitos eléctricos equivalentes propuestos es el siguiente:

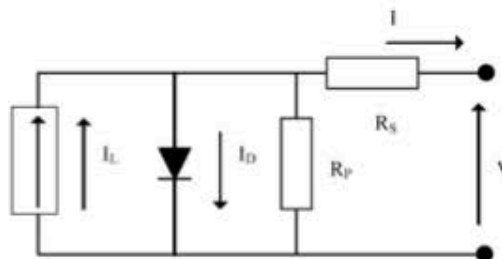


Fig 41- Aproximación real de circuito eléctrico equivalente para una célula FV.

La resistencia en serie R_s , se debe a la resistencia de los contactos metálicos con el semiconductor y a la propia resistencia de la malla de metalización de la célula. Cuando la malla de metalización deja pasar más luz, la resistencia en serie tiene a incrementarse hacia el infinito. Esta resistencia, esta relacionada con la pendiente de la curva I-V en las proximidades de la tensión de circuito abierto.

La resistencia paralelo R_p , representa las fugas de corriente por la superficie de los bordes de la célula, a pequeños cortocircuitos metálicos... Esta resistencia, esta relacionada con la pendiente de la curva I-V en las proximidades de la corriente de cortocircuito.

Ambos factores afectan principalmente al factor de forma (FF) afectando a la eficiencia de la célula. El factor de forma mejora para valores elevados de R_p y para valores bajos de R_s .

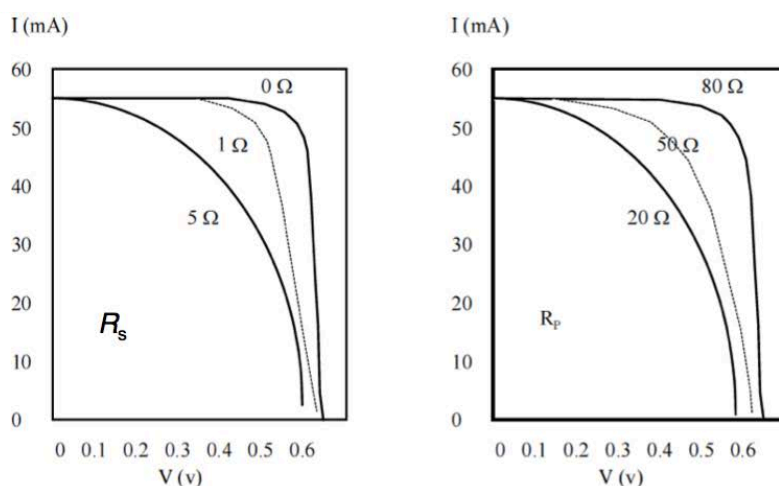


Fig 42- Ilustración de los efectos de las resistencias serie y paralelo sobre la característica de iluminación de una célula solar.

2.1.1.4 ENCINTADO E INTERCONEXIÓN.

Las células, como elementos físicos que son, necesitan un material conductor para interconectarlas entre sí y permitir el flujo de electrones.

Las células se interconectan entre ellas a través de soldadura de “bus bars”. El material usado para la soldadura es un aleación ligera típicamente constituida de plata o plomo con estaño. Este es un proceso delicado ya que una presión excesiva en los contactos o un exceso de calor puede producir grietas en las células.

La rejilla frontal de las células se compone de los dedos, que son los que recogen las corriente fotogenerada en la célula y del “bus”, que es el colector de corriente donde están conectados todos los dedos y que conduce la corriente hacia el exterior, hacia la célula consiguiente. Normalmente, y por criterios de fiabilidad, se colocan dos “buses”.

La primera operación para fabricar un módulo es el encintado de las células. Consiste en soldar sobre los “buses” de la superficie frontal un par de tiras de cobre estañadas. Existen equipos completamente automáticos de soldadura en los que se colocan pilas de células y se recogen pilas de células encintadas. En esta operación se aplican fundentes entre las cintas y la célula para garantizar la durabilidad de la soldadura.

Generalmente, en el proceso, se interconexiones 36 células en serie, para alcanzar el nivel de tensión requerido en el panel, haciendo una especie de zig-zag. Las dos tiras que vienen de la cara frontal de cada célula se sueldan a la cara posterior de la célula adyacente. Se hacen 4 tiras de 9 células. En esta operación se colocan también las conexiones entre las tiras y los terminales de salida.

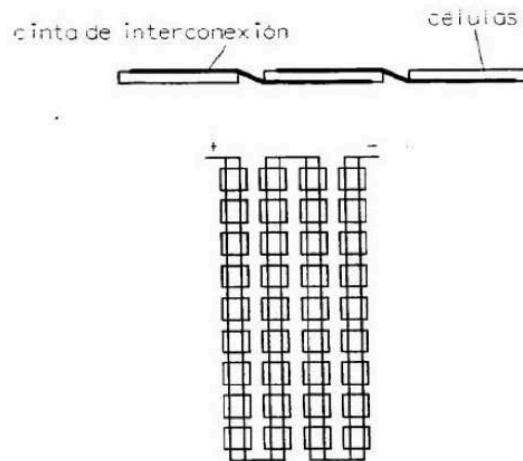


Fig 43- Interconexionado de células que componen un panel.

El interfaz entre el sistema de células FV y el sistema eléctrico es la caja de conexiones. De ella salen los cables eléctricos para conectar los módulos consecutivos de una serie o string. Emplea un papel esencial en el funcionamiento de las células dado que aporta unos diodos de paso entre cadenas de células. Básicamente, si alguna célula no produce por culpa del sombreado o algún tipo de obstaculización entre la radiación solar y ellas mismas; basura depositada en los paneles, excrementos de pájaros... hace que no se pierda todo el potencial de la misma, sino que neutraliza la cadena problemática y recircula la corriente hacia las siguientes cadenas. Perderemos la tensión de esa serie de células, pero siempre va a ser menor que perder el potencial de un panel entero.

En resumen, estos diodos, sirven como elementos de protección y optimización del módulo.

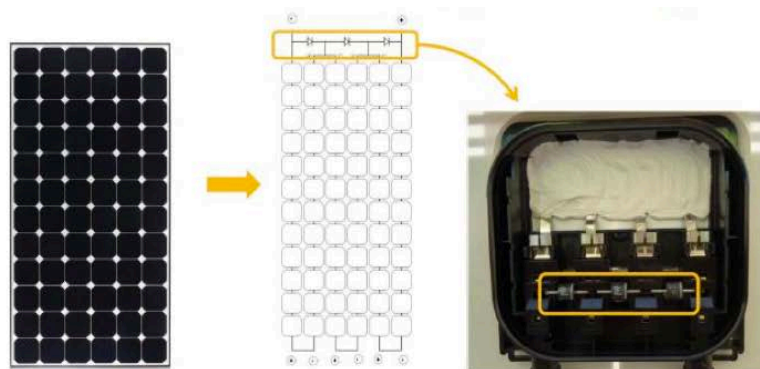


Fig 44- Caja de conexiones y diodos.

2.1.2 ESTRUCTURA

El objetivo de la creación del panel es un alcanzar un compromiso entre la protección de las células y la maximización de energía captada. Por ello, los materiales de laminación se colocan por el siguiente orden: Vidrio-EVA-Células-EVA-Tedlar. Además de los materiales ya mencionados se pueden añadir unas imprimaciones entre los mismos para mejorar la adherencia o se pueden adquirir los materiales con estos promotores de la adherencia ya incorporados.

Se considera también tratamientos antireflectantes para el vidrio que recubre las células dado que incrementa la energía captada. (2-3% radiación directa + 1-2% radiación difusa=3-5% más energía.)

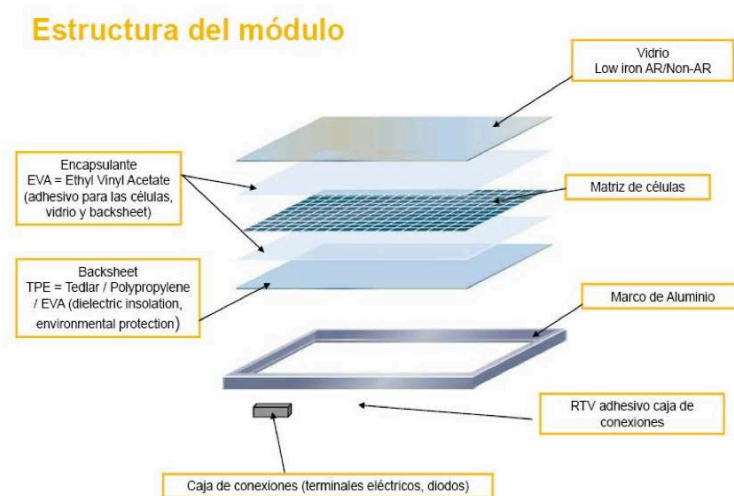


Fig 45- Estructura del módulo.

- **Vidrio.** El vidrio o cristal, de bajo contenido en hierro para mejorar su transmisividad, es el elemento estructural del módulo a través del cual pasan los fotones con dirección a las células FV. La superficie exterior tiene que ser lisa, para no atrapar polvo y bloquear la radiación incidente, pero la superficie interior puede ser texturizada con pirámides invertidas para aumentar la superficie de adhesión con el EVA. El vidrio utilizado no difiere en mucho de los cristales utilizados excepto por dos razones:
 - **Cristal templado:** Tratamiento térmico para aumentar la resistencia mecánica ante impactos y flexión y mayor resistencia al choque térmico (ciclos de expansión-contracción).
 - **Capa anti reflectante:** Tratamiento superficial para reducir el coeficiente de reflexión y aumentar el de refracción de manera que podamos captar mayor luz incidente. Posible aplicación de un revestimiento anti-reflejante. (ARC coating)



- **EVA (Etileno-Vinil-Acetato):** Es un polímero transparente utilizado como material encapsulante. Tras unos procesos de fusión-solidificación a baja temperatura, al subir la temperatura, se produce lo que llamamos el “curado” del EVA haciendo que ya no se vuelva a fundir y a comportarse de manera plástica resultando ser un medio de cohesión perfecto para las células. Su principal inconveniente, al interactuar con productos que existen en intemperie, es que absorbe humedad y con el tiempo, provoca la deslaminación del módulo.
- **Tedlar.** En realidad, se trata de un material formado por tres capas: Tedlar-Poliéster-Tedlar (el Tedlar protege al poliéster de los efectos de la degradación). Éste es el responsable de la estanqueidad del módulo dado que impide que el EVA llegue a tener contacto con la humedad.

El objetivo, es formar un “todo” compacto sin aire en su interior y con las capas de los distintos materiales, bien adheridas entre sí. Para conseguir esto, se realizan ciclos de calentamiento, vacío y presión.

2.1.3 PÉRDIDAS.

La predicción de la respuesta del panel frente a diferentes condiciones será siempre requerida para poder evaluar la producción anual y de esa manera estudiar la viabilidad del proyecto previo a su construcción. Teniendo en cuenta que los procesos físicos que influyen en el rendimiento de las células son conocidos, se han creado métodos para modificar las curvas I-V como respuesta a diferentes condiciones de operación.

El potencial del módulo es, en principio, el número de células conectadas en serie multiplicado por el potencial desarrollado por cada una, y la corriente del panel es el número de configuración de células en paralelo multiplicado por la corriente de una configuración singular. Sea cual sea la combinación, la potencia del panel es, teóricamente, igual a la potencia de una sola célula multiplicado por el número de ellas. Sin embargo, por culpa de pérdidas óhmicas, pérdidas ópticas y el efecto “mismatch”, la potencia se ve reducida entre un 3-4%.

El fabricante aporta la hoja de características, indicando los puntos mas representativos (tensión de circuito abierto, corriente de cortocircuito, potencia máxima) con respecto a unas condiciones estándar (STC). Cabe remarcar, que las condiciones reales de operación no son las estándar; varían drásticamente y tienen una influencia en la eficiencia de la célula causando una pérdida en comparación a aquella a condiciones STC.



Esta disminución de eficiencia se puede dividir en 4 categorías principales:

- **Distribución angular de la luz solar.** A raíz del movimiento solar y de los componentes difusos de la radiación, los paneles no se enfrentan a la radiación perpendicularmente haciendo que, dado que las medidas para determinar la eficiencia nominal del panel son tomadas enfrentando la radiación perpendicularmente con el módulo, las diferencias se agraven.
- **Contenido espectral de la luz.** Para la misma potencia; un rango de longitudes de onda diferentes, producen fotocorrientes distintas. La distribución de onda solar varía en función del emplazamiento solar, del clima, de la contaminación (contenido atmosférico) y nunca se corresponde exactamente con la distribución espectral estándar de AM 1.5.
- **Nivel de irradiancia.** Para una temperatura de célula constante, la eficiencia del módulo decrece con la disminución de los niveles de irradiancia. Para irradiancias cercanas a un sol (debido a la dependencia logarítmica de la tensión de circuito abierto con la fotocorriente), con niveles de iluminación muy bajos, la pérdida de eficiencia ocurre más rápido y de una manera menos predecible. Menor resistencia paralela en el circuito equivalente representativo de la célula, implica mayores disminuciones de eficiencia con niveles bajos de irradiancia.
- **Temperatura de la célula.** La temperatura ambiente cambia y por culpa del aislamiento térmico proporcionado por el encapsulamiento, la radiación incidente resulta en una acumulación de calor que hace que aumente la temperatura de célula. Generalmente, esto trae consigo unas pérdidas térmicas que sin duda afectan al performance ratio de la instalación.

La motivación real del cálculo de pérdidas recae en ver como varía el rendimiento de los componentes en comparación con unos valores de referencia tomados a unas condiciones fijas y conocidas.

2.1.3.1 TEMPERATURA E IRRADIANCIA.

La temperatura de la célula es determinada en base a un balance estacionario de potencia en la misma. La potencia luminosa es parcialmente absorbida y convertida en potencia eléctrica y parcialmente disipada hacia el ambiente. Los principales mecanismos de transferencia de calor en el plano terrestre de la célula serán convección y radiación. Típicamente, se asume que la diferencia de temperatura entre la célula y el ambiente incrementa con la irradiación. El coeficiente convectivo de transferencia de calor va en función de la velocidad ventosa, de la humedad relativa... Sin embargo, esta información está contenida en la *TNOC* (*temperatura nominal de la célula*).

En resumen, la temperatura de la célula en función de la irradiancia, se describe con la siguiente ecuación:

$$T_{cell} = T_{ambient} + G \frac{TNOC - 20^{\circ}C}{0.8kWm^{-2}}$$

La tensión de circuito abierto decrece linealmente con la temperatura. Seguirá una función lineal tomando como referencia la temperatura ambiente y en base a un parámetro beta.

$$V_{oc}(T_{cell}, G) = V_{oc}(STC) - \beta(T_{cell} - 25^{\circ}C)$$

La corriente de cortocircuito se asume estrictamente proporcional a la irradiancia. Se ve ligeramente afectada por la temperatura de la célula (debido a la disminución del ancho de banda energético de los electrones y la mejora en el tiempo de vida de las carreras de los mismos). Combinando ambas hipótesis:

$$I_{cc}(T_{cell}, G) = I_{cc}(STC) \frac{G(1 + \alpha(T_{cell} - 25^{\circ}C))}{1Wm^{-2}}$$

Para silicio cristalino, $\alpha \approx 0.025 \frac{\%}{^{\circ}C}$ derivado en un incremento de $9 \frac{\mu A}{cm^2^{\circ}C}$.

En resumen, muchos factores afectan la variación de la eficiencia con la irradiancia y la temperatura. Todos ellos, se pueden agrupar en un factor gamma que se define como la disminución relativa en la eficiencia del módulo por $^{\circ}C$ de incremento en la temperatura de la célula.

$$\eta(T_{cell}, G) = \eta(STC)(1 - \gamma(T_{cell} - 25^{\circ}C))$$

Generalmente, $\gamma = 0.5\%/^{\circ}C$.

2.1.3.2 MISMATCH DEL FABRICANTE.

El fenómeno del mismatch surge a raíz de la heterogeneidad de la caracterización de paneles por el fabricante ($\pm x\%$), de los niveles no-uniformes de irradiancia, de las temperaturas de trabajo dentro de una misma serie o “string”. Esto hace que la interconexión de células con diferentes características eléctricas (modificación de curvas I-V por culpa de los factores previamente mencionados) resulte en una salida de potencia de la serie menor o diferente del máximo real siendo la suma de potencias de las células individualmente.

Es decir, según varían esas condiciones, los inversores barren las diferentes posibilidades hasta encontrar la mejor solución posible, aquella que le permita operar en el PMP. Lo hacen mediante un seguidor del Punto de Máxima Operación o Potencia (PMPT Maximum Power Point Tracking). Es así, como el inversor debe controlar la tensión de operación del generador fotovoltaico mediante algoritmos tales como perturbación y observación (P&O), conductancia incremental...

El algoritmo P&O de seguimiento de potencia consiste en variar el voltaje del panel, a la vez que monitoriza la potencia resultante. Si la potencia medida en la muestra actual es mayor que la potencia medida en la muestra anterior, se realiza una variación de tensión (aumento-disminución); si la potencia medida es menor que la de la muestra anterior, la variación de potencia es opuesta (disminución-aumento).

Las muestras del voltaje del panel fotovoltaico permiten colocar un punto denominado punto de operación. Una vez alcanzado el PMP, el algoritmo hará que el punto de operación oscile en torno a él.

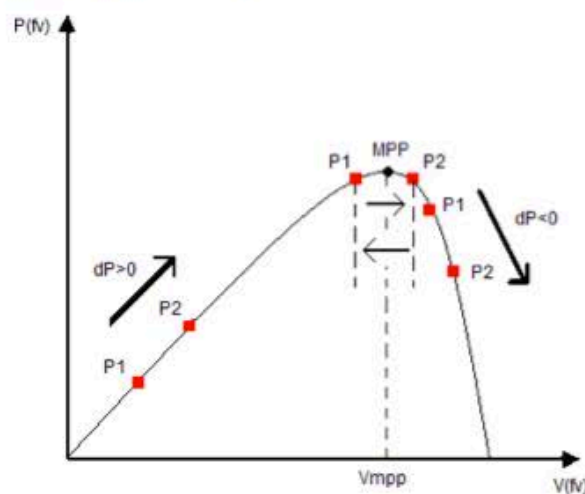


Fig 46- Funcionamiento del algoritmo de perturbación y observación (P&O).

Básicamente, el algoritmo se basa en la siguiente ecuación:

$$P = IV \rightarrow I = \frac{k}{V}$$

k siendo un valor constante de potencia. Desplazando la hipérbola de potencia máxima trazada para arriba o para abajo y encontrando una intersección con las curvas características (I-V) de la instalación encontraremos el PMP.

La creación de una curva global de una instalación va a venir dada por la agrupación de dos grupos de curvas I-V. Primero, debido a la colocación serie de los módulos para alcanzar el nivel de tensión requerida, y así crear una serie, las curvas I-V de cada panel individualmente se colocarán consiguientemente (mismo nivel de I, y suma de niveles de V hasta el potencial deseado).

A continuación, tras la colocación paralelo de las series para que alcancen un nivel de corriente requerido por inversor y limitado también, por la sección de los conductores, las respectivas curvas I-V de cada cadena, se irán colocando unas encima de otras hasta que la corriente de cortocircuito del grupo, sea la suma de las aportaciones individuales de cada serie.

En condiciones ideales, con todas las curvas siendo curvas homogéneas, la suma de todas ellas acoplara consigo un solo punto PMP, el cual será sencillo para el PMPT de encontrar, emplazar, y empezar a funcionar con el mismo. El problema del mismatch, es que esta variación de las características eléctricas de las células y/o paneles hará que haya curvas diferentes unas de otras. Serán curvas heterogéneas. Por consiguiente, la agrupación de todas ellas tendrá una forma irregular y por lo tanto habrá varios máximos locales. El PMPT emplazará la primera hipérbola de potencia en el primer máximo local que encuentre y creará que ese es el PMP, y que ahí esta trabajando a máxima potencia. El hecho de que haya otros máximos locales, es que si el PMPT fuese capaz de seguir desplazando la hipérbola mediante unos valores de tensión distintos, podría encontrar un máximo diferente al previo que pudiese aportar un nivel de potencia más alto. Es decir, por ejemplo, un máximo que se encontrase a un nivel de tensión mayor pero a un nivel de corriente menor que el anterior, pero que $P = IV$ hiciese que $P_2 > P_1$. El trabajar con un máximo que nos de menor potencia que otro máximo existente es el verdadero significado de las pérdidas por mismatch.

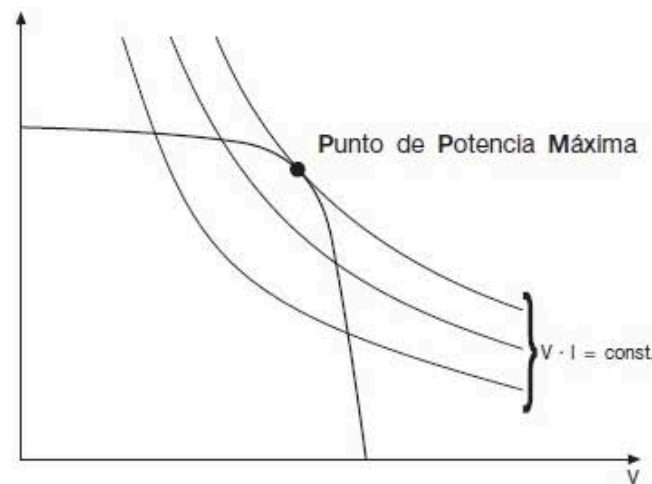


Fig 47-Principio de funcionamiento del PMPT.

Para minimizar pérdidas, las células se miden y se agrupan en la fábrica. Para las series o strings, el parámetro importante a determinar es el nivel de corriente y el PMP de las células. Es frecuente, la medida de la corriente previo a la encapsulación a un potencial fijo, cercano al PMP, y clasificar las células siguiendo otro criterio de clasificación. Dentro de cada clase, todos los componentes presentan corrientes similares dentro de una tolerancia específica que asegura que cuando se conecten en serie, las pérdidas por mismatch estarán por debajo de un límite fijo.

Dependiendo de la clase, la caracterización de potencia del módulo resultante variará dentro de unos límites. Es por esto que explica como muchos fabricantes ofrecen diferentes familias de paneles aunque hayan sido compuestos del mismo modo.

2.1.3.3 SOMBRAS.

Sombras locales resultan en la reducción de los niveles de corriente de cortocircuito, de una o varias células, hasta niveles mas bajos que las demás células de la serie. Si una corriente pasa por las células defectuosas, siendo esta corriente mayor que sus capacidades de generación (modificadas por la presencia de las sombras), entrarán en polarización inversa llegando a poder entrar en un régimen de pérdida en el cual no es que no generen potencia, sino que la consumirán. Este efecto perjudica gravemente la eficiencia del módulo, pero más importante aún, puede causar daños irreversibles para el panel.

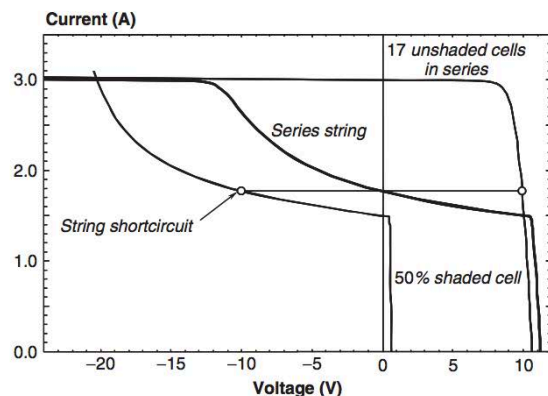


Fig 48- Simulación por ordenador de las curvas I-V de una célula 50% sombreada dentro de una serie de 18 células, con 17 de ellas, sin sombrear. Esta conexión serie, dará la curva llamada "series string" como su curva característica.

La corriente de cortocircuito de la serie esta trazada con una línea horizontal, mostrando, que en estas condiciones, la célula sombreada, está fuertemente en polarización inversa y está consumiendo potencia.

La rotura en avalancha está caracterizada por una distribución no uniforme de corriente a través de la unión p-n está posiblemente correlacionada con la creación de daño durante el proceso. Esta variación de corriente puede provocar un calentamiento local intenso desencadenando el alcance de altas temperaturas. Si se alcanzan los 150°C, el material laminado puede llegar a degradarse y por lo tanto, el panel se deteriorará irreversiblemente.

Para predecir el fallo por calentamiento local, es necesario considerar el peor caso. Este ocurre cuando la serie de N-células está cortocircuitada y una célula esta polarizada inversamente por culpa del sombreado (como mostrado en la figura __). Para células solares, el máximo número de células N para operación segura, que llevará a la formación de calentamiento local en una de ellas sombreada está alrededor de 15-20.

Generalmente, el número de células colocadas es mayor, por lo que, para evitar este efecto, se instalan unos diodos de by-pass en paralelo, en polaridad inversa. Cuando una o varias células están sombreadas, estarán inversamente polarizadas solo hasta el punto que el diodo empiece a conducir. El diodo se llevará la corriente

necesaria para que la corriente del grupo se mantenga cerca de la corriente de cortocircuito sin que sea sobrepasada.

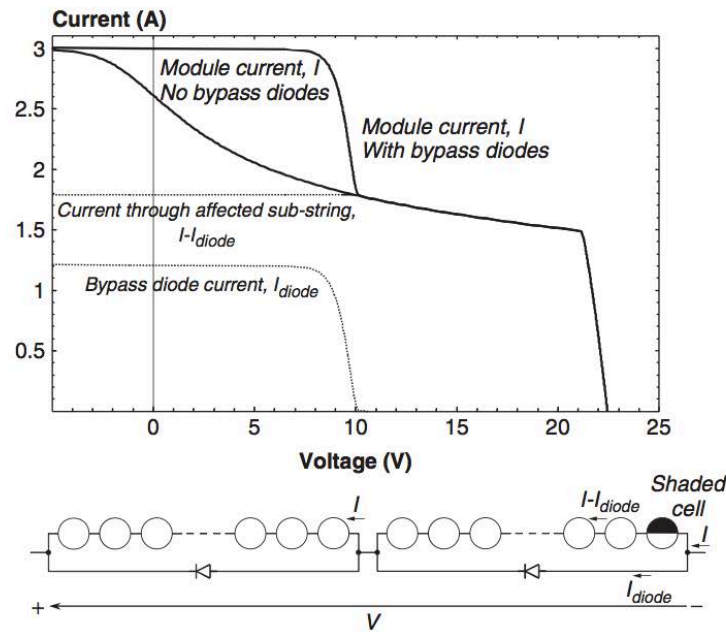


Fig 49- Simulación por ordenador de las curvas I-V de una serie de 36 células con y sin dos diodos de bypass, conectados como mostrado en la siguiente figura, con una célula 50% sombreada.

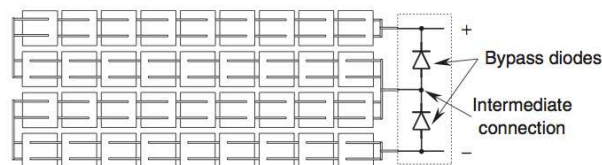


Fig 50- Ilustración de dos diodos de bypass en un módulo de 36 células. Las conexiones se encuentran en la caja de conexiones.

Vemos ilustrada la operación de los diodos bypass. Cuando la corriente, forzada a pasar a través de la sub-serie sombreada, es tal, que la polarización inversa alcanza el potencial umbral del diodo, este absorberá la cantidad de corriente necesaria para prevenir la disipación de potencia en las partes sombreadas. Por consiguiente, la instalación de este tipo de diodos da lugar a un aumento significativo de la potencia generada, permitiendo que el modulo continúe cediendo potencia generada en las partes no afectadas por el sombreado.

Lo ideal sería instalar un diodo por célula de manera que podríamos tratar los problemas desde su foco en vez de que, por culpa de una célula sombreada, se pierda la potencia generada por toda la sub-serie. De esta manera, pese al aumento del coste y la complejidad, la pérdida de rendimiento sería mucho menor.



Sería posible llevar esta practica a cabo si extrajésemos los terminales eléctricos de las células fuera del encapsulamiento.

Resistencia contra sombreado parcial es un test llevado a cabo para cuantificar la calidad del panel.

La influencia del sombreado local en la salida del panel también depende en el detalle de la curva I-V de las células. Bajo ciertas circunstancias de sombreado parcial, es beneficioso un aumento de la resistencia paralelo de las células. Sin embargo, un control exhaustivo y eficaz de corrientes de fuga no es sencillo.

2.1.3.4 PÉRDIDAS ÓPTICAS.

La encapsulación de los paneles solares, afecta a las propiedades ópticas de las células en diferentes maneras. Las propiedades ópticas de las células deben ser optimizadas en compromiso con su coste y su rendimiento post-encapsulación.

Algunos efectos del encapsulamiento son los siguientes:

- El índice de refracción del EVA es de 1.5 (igual que el vidrio), entre aquel del aire y del Si. Por lo tanto, la encapsulación actúa como un grueso anti-reflejante.
- El vidrio y el EVA absorben algo de la parte de radiación solar de menores longitudes de onda. Esto implica, energía perdida.
- Típicamente, un 4% de radiación es reflejada en el interfaz aire-vidrio. Revestimientos anti-reflejantes y procesos de tratamientos superficiales pueden ser llevados a cabo para reducir esta pérdida y maximizar el recuro incidente (1).
- Gracias a la inclinación y la no perpendicularidad de la radiación solar incidente, parte de ella será reflejada por la superficie metálica y por la superficie de la célula. Podrá ser recuperada por reflexión interna absoluta en el interfaz vidrio-aire (2). Este efecto puede ser maximizado en base a tratamientos superficiales aplicados en la superficie de la célula. Un proceso de texturización que, por ejemplo, induzca pirámides inclinadas.
- En una superficie texturizada, el objetivo es que el rayo incidente sea reflejado hacia una pirámide (parte superficial) vecina. De esta manera, obtendremos un mejor aprovechamiento de la radiación incidente. La reflectividad de la superficie texturizada será parecida a la de superficies análogas sin texturizar, pero la maximización del recurso solar será mayor. Este efecto es equivalente a un aumento en el coeficiente de absorción. Su combinación con revestimientos anti-reflejantes es de gran uso industrial.

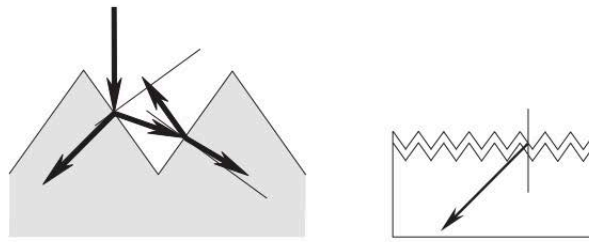


Fig 51 - Efectos de texturización superficial.

- La plancha blanca de fondo refleja difusivamente, permitiendo que algo de la luz incidente en la misma, se refleje en el interfaz vidrio-aire hacia dentro del encapsulamiento para ser recibida por la célula. (4)

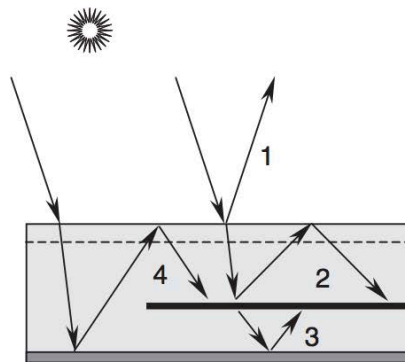


Fig 52- Efectos ópticos del encapsulamiento:

- (1) Reflexión externa en el vidrio.
- (2) Captación de reflexión interna.
- (3) Captación de transmisión de célula.
- (4) Captación de luz periférica.

CAPTACIÓN LUMINOSA.

Fotones pertenecientes a los emitidos a mayores longitudes de onda son vagamente absorbidos en Si y, a menos que las reflexiones internas sean altas, se escapan del sustrato sin contribuir a la fotogeneración. El objetivo de las técnicas de captación de luz es conseguir un nivel alto de reflexión interno.

Una técnica es el uso de espejos en la cara posterior, dado que son compatibles con el diseño eléctrico de la célula. El problema principal será que los rayos incidentes serán parcialmente reflejados hacia el exterior perdiendo parte de la energía disponible.

Texturizando una o ambas superficies (superficie espejo y superficie receptiva) con rasgos macro o microscópicos optimiza el proceso dado que inclina los rayos. Aun así, aún para geometrías bien definidas, una vez que los rayos han rebotado un par de veces en la configuración instalada, se redistribuyen aleatoriamente.

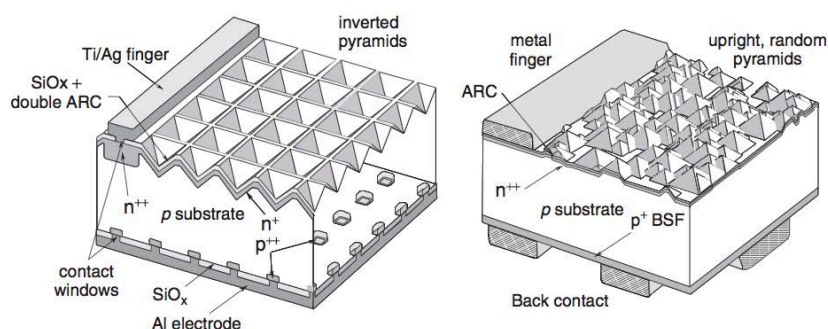


Fig 53-Texturización de superficies.

Las técnicas de captación solar implican una mayor absorción de un mayor rango de longitudes de onda de la radiación incidente.

2.1.3.5 ENSUCIAMIENTO DE PANELES.

Elementos como; polvo, hojas, excrementos de pájaros, nieve, hielo... reducirán la cantidad de electricidad producida por un sistema fotovoltaico. Estos factores varían en función de la estación y del clima de la localización de la planta. La acumulación de polvo en paneles está relacionado con patrones climatológicos locales, aridez del emplazamiento, contenido aéreo, actividad automovilística y dedicación agrícola de la zona. En instalaciones donde la acumulación de polvo y agentes bloqueantes de luz pueden ser un problema, lavados periódicos deberían llevarse a cabo. Esto es un proceso intensivo que requiere unas grandes cantidades de agua tratada, por consiguiente, un proceso que implicará un desembolso económico importante. Por ello, la decisión debe ser meditada y estudiada. Será importante analizar, si la limpieza de paneles implicará un aumento de producción tal, que sea meritorio pagar la limpieza.

El ensuciamiento de paneles puede suponer unas pérdidas mensuales de hasta un 25% y unas pérdidas anuales del 7%. Hay estudios, que declaran, que un solo lavado en medio de la temporada seca pueden llegar a reducir pérdidas a la mitad; de un 6% a un mero 3%.

Pérdidas por influencia de nieve no han sido buenamente cuantificadas. Muchas instalaciones de poco tamaño aisladas han sido instaladas, desde hace muchos años, en zonas con una considerable cantidad de nieve. Se ha optado por si inclinación a 60° para que mediante el derretimiento y el empuje de la gravedad hiciesen que los paneles se limpiasen lo antes posible.

Pérdidas anuales de solo 2% o ligeramente por encima vienen dadas por la nieve. Con un estudio llevado a cabo en Alemania, respaldando esta afirmación, que dictamina que un 0.3-2.7% de perdidas anuales ha podido ser atribuido a la nieve.

2.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO. FUNCIONAMIENTO Y CONEXIONADO.

Se realiza primero asociando paneles en serie hasta conseguir la tensión adecuada y luego asociando en paralelo hasta conseguir el nivel de corriente buscado. Este conjunto de módulos en una configuración específica es lo que llamamos **generador fotovoltaico**.

Conexión en serie. La corriente total del módulo se adapta a la del módulo que genera menos corriente (de ahí, la importancia de la regulación de pérdidas por sombreado, mismatch...), mientras que la tensión global es el resultado de la suma de la tensión de cada módulo.

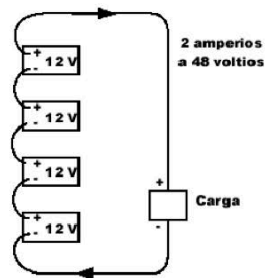


Fig 54-Conexión serie de módulos.

Conexión en paralelo. La corriente total del generador fotovoltaico es el resultado de la suma de la corriente de salida de cada cadena o serie. Sin embargo, la tensión global del sistema es equivalente a la tensión generada por una sola cadena.

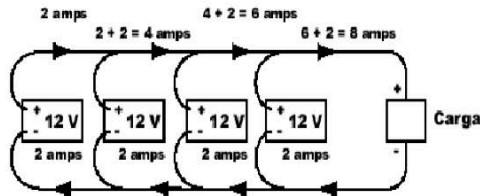


Fig 55-Conexión en paralelo de cadenas o strings.

n_s → Número de elementos en serie que forman una rama/cadena.

n_p → Número de ramas conectadas en paralelo.

$$n_{tot} = n_s n_p$$

Generador resultante:

1. Corrientes se multiplican por n_p .
2. Tensiones se multiplican por n_s .
3. Potencias se multiplican por n_{tot} .

El tamaño del generador fotovoltaico depende de diversos factores, tales como la radiación solar recibida, el valor energético de la carga, la máxima potencia de salida del panel, el rendimiento del mismo, la orientación de los paneles, la temperatura ambiente y el resto de componentes de la instalación.

La optimización de estos recursos es esencial para disponer de un generador que produzca energía cumpliendo con los requisitos esenciales y de manera óptima.

Además del panel, la estructura de soporte, la caja de conexiones etc, un generador fotovoltaico contiene elementos eléctricos de optimización y protección tales como; diodos de “bypass”, fusibles, diodos de bloqueo, diodos antiretorno, cables y terminales, dispositivos contra sobretensiones o interruptores.

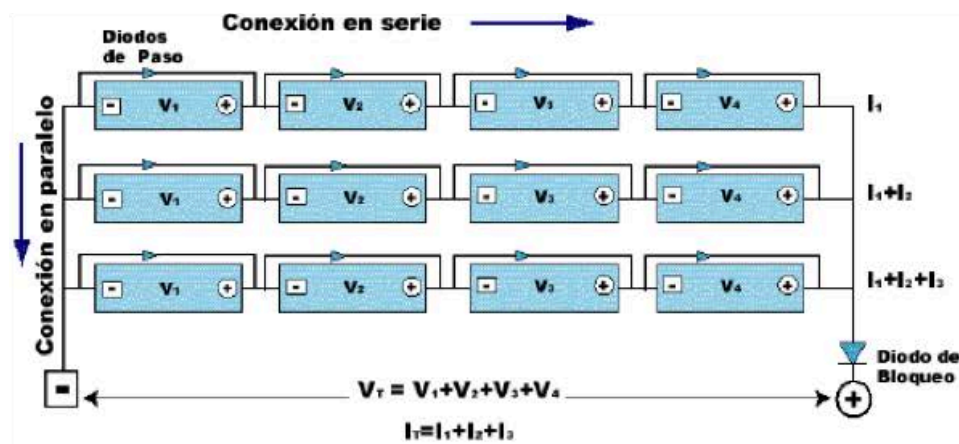


Fig 56-Configuración y dispositivos de un generador fotovoltaico.

Como podemos apreciar en la figura, los diodos “bypass”o diodos de paso se conectan en paralelo a cada panel, proporcionando un camino alternativo para evitar que circule corriente por un módulo sombreado y se comporten como disipadores en forma de calor de la potencia de las demás células.

Los diodos de bloqueo se instalan en serie con el conjunto de paneles e hileras para evitar pérdidas por inversión de corriente cuando el generador esta conectado a una fuente de tensión en situación de no iluminación (periodos nocturnos).

Los fusibles cumplen con la misma función que en los demás sistemas eléctricos. Actúan como protecciones contra de sobrecorrientes y se pueden instalar en el mismo conductor que recoge la intensidad generada en cada rama. Es decir, se colocarán donde la sección del conductor sea mas crítica y donde el conductor no sea capaz de soportar permanentemente la corriente de cortocircuito de dichas ramas.



Sin embargo, según el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión (REBT), la sección del conductor debería ser tal que esté capacitada para permitir y aguantar el paso de la máxima corriente generada, de la intensidad de cortocircuito de la rama o de la suma de intensidades de cortocircuito de las ramas en paralelo asociadas, sin sobrecalentarse o sin presentar caídas de tensión.

La sección de los conductores se determina bajo 3 criterios:

- La corriente máxima circulante en régimen nominal.
- La caída máxima de tensión.
- La corriente de cortocircuito.

Por ello, en varias ocasiones, los fusibles van asociados a los seccionadores o interruptores que aíslan el generador fotovoltaico de los equipos conectados a él.

Es importante el mantenimiento y comprobación de las cajas de conexión. Una mala conexión, debida a un mal apriete del terminal o corrosión del mismo por insuficiente estanqueidad de la caja, puede inutilizar una rama o varias.

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura de soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos. El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos.

Es cierto, sin embargo, que en instalaciones pequeñas, no suele conectarse la estructura a tierra.

Para el diseño de la toma de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas, deberán seguirse las recomendaciones del REBT, donde se especifica que la toma de tierra tendrá una resistencia inferior a 10 ohmios.

Las tomas de puesta a tierra pueden ser de dos tipos:

- Electrodo simple: picas, placas.
- Anillas o mallas: cables o pletinas enterradas horizontalmente.

2.3 INVERSOR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED.

2.3.1. FUNCIONAMIENTO.

Los inversores convierten la energía eléctrica de corriente continua producida en los paneles solares fotovoltaicos en corriente alterna monofásica y la inyectan a cada una de las fases de la red de suministro eléctrico. Debe cumplir una serie de características: proporcionar sincronización con la red, asegurar calidad de señal, asegurar funcionamiento frente a huecos de tensión, interactuar con la red en función de las demandas de esta última...

La eficiencia de un inversor no es constante y depende del régimen de carga al que esté sometido. Para regímenes de carga próximos a la potencia nominal, la eficiencia es mayor que para regímenes de carga bajos.

Las principales características del inversor, vienen determinadas por la tensión de entrada, que se debe adaptar a la del sistema, la potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida (sinusoidal pura o modificada, etc), la frecuencia de trabajo y la eficiencia, próxima al 85%.

Básicamente, el inversor, es un convertidor DC/AC que se basa en el empleo de dispositivos electrónicos que actúan a modo de interruptores permitiendo interrumpir las corrientes e invertir su polaridad.

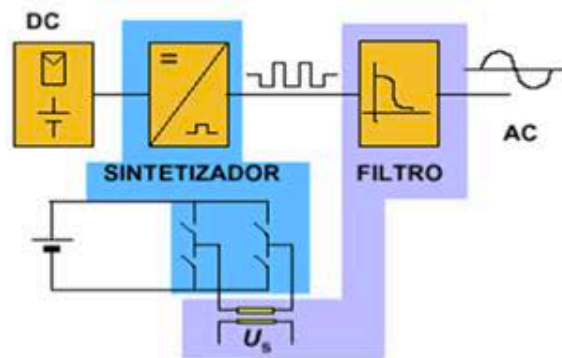


Fig57-Esquema del circuito de un Inversor Fotovoltaico.

Al arrancar los inversores, hay que esperar un tiempo hasta que empiezan a funcionar porque tienen que sincronizarse con la red. Es necesario que estén conectados a la red para poder arrancar.

Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (PMPT) de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos. La situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles. La sensibilidad del circuito detector del punto de máxima potencia es de 30W y el tiempo de respuesta en la búsqueda del nuevo punto oscila entre 2 y 10 segundos.

A partir de los parámetros de la red eléctrica, de la situación del sincronismo, y del seguimiento del punto de máxima potencia, el sistema de control principal del inversor comunica al generador de onda en que modo de funcionamiento debe encontrarse y de que modo debería ser la onda de salida.

Durante los períodos nocturnos el inversor permanece parado, vigilando los valores de tensión del bus DC del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar corriente en la red si la potencia disponible en paneles supera un valor umbral o mínimo. A continuación se describe el funcionamiento del equipo frente a situaciones particulares:

- Fallo en la red eléctrica. Ante una interrupción de suministro en red, el inversor estará en circuito abierto, desconectándose por completo y a la espera de una orden de nueva conexión.
- Tensión fuera de rango. Ante tensiones fuera de límite, el inversor interrumpe su funcionamiento hasta que dicha tensión vuelva a situación nominal, dentro de los límites aceptables.
- Frecuencia fuera de límites. Si la frecuencia de la red es anómala, el inversor se detendría como respuesta al comportamiento isla o inestable de la red.
- Altas temperaturas. El inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección. Está calculado para un rango de temperaturas. En el caso de temperaturas muy elevadas o bloqueo de los canales de ventilación, el equipo seguirá funcionando a menor potencia de trabajo con el fin de no sobrepasar internamente los 75°C.
- Tensión del generador fotovoltaico baja. De esta manera, el funcionamiento no es factible. Es la situación nocturna o de días muy nublados.
- Intensidad de generador fotovoltaico insuficiente. Los inversores alcanzan el nivel de tensión de trabajo a partir de un valor de irradiancia muy bajo. Cuando el inversor detecta que se dispone de tensión suficiente para iniciar el funcionamiento, el sistema se pone en marcha solicitando potencia al generador FV. Si no hay suficiente radiación para aportar el nivel de potencia demandado, el valor de intensidad mínima no se verifica, lo que genera una orden de parada del equipo.

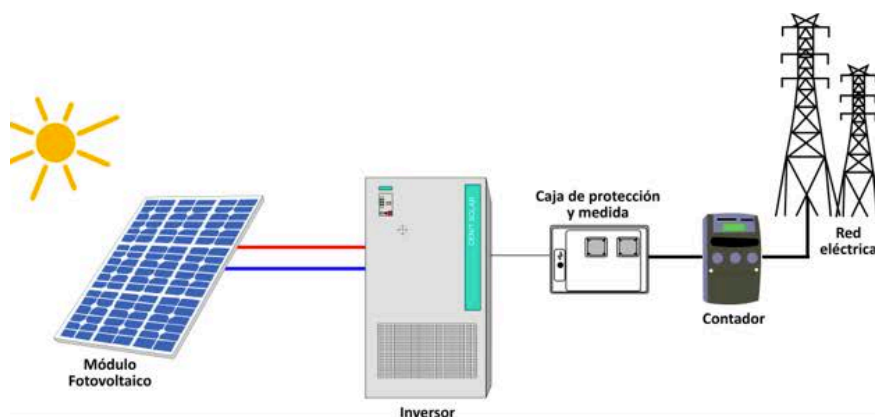
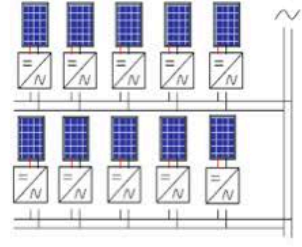
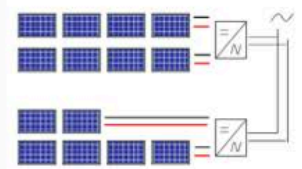
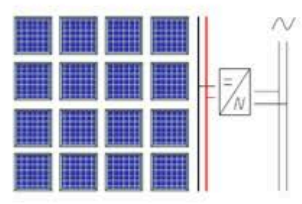
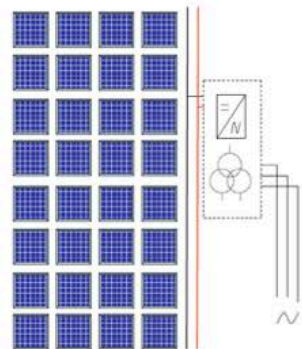


Fig58-Eschema de inversor fotovoltaico de conexión a red.

2.3.2 TIPOS.

Dependiendo de la aplicación, se emplearan distintos tipos de inversores y con distintas características. En muchas ocasiones, se suelen combinar más de un inversor de iguales características para alcanzar la potencia deseada.

Tipos de inversores de conexión a red según potencia nominal:

<p>Micro Inversores:</p> <p>Suelen ser monofásicos de 100W a 1000W aprox. Posible montaje en módulo con funcionamiento individual según propio PMP. Mayor coste, menor eficiencia por inversor.</p>	 <p>Foto: Kostal</p>
<p>Inversores de pequeña potencia:</p> <p>Pueden ser monofásicos o trifásicos de 1kW a 10kW. Reducción de cableado y bus CC. Óptimos para diferentes orientaciones y sombras.</p>	
<p>Inversores de gran potencia:</p> <p>Exclusivamente trifásicos de más de 100kW. Alta eficiencia. Único PMP por inversor. Posibles pérdidas por sombreado. Reducción de costes para potencias elevadas.</p>	
<p>Soluciones integradas:</p> <p>Inversores y aparataje de media tensión. Exclusivamente trifásicos. Con transformador elevador en media tensión.</p>	

Tipos de inversores según el tipo de conmutación:

- Inversores de conmutación natural o conmutados por la red. Inversores normalmente trifásicos para uso en altas potencias, que no pueden operar en modo aislado. Utilizan tiristores como interruptores de potencia que nos permiten decidir cuando conducir y cuando no, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.
- Inversores de conmutación forzada o autoconmutados. Emplean modulación de ancho de pulso (PWM), e incluyen transformadores de línea o alta frecuencia. Pueden controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte alterna, permiten ajustar el factor de potencia y la corriente armónica y son muy resistentes a las distorsiones procedentes de la red. Existen los CSI, que disponen de una fuente de corriente de continua prácticamente constante y los VSI, que disponen de una fuente de tensión constante a la entrada.

2.3.3 RENDIMIENTO PROPIO Y CONJUNTO DEL SISTEMA.

El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo. Para obtener su valor real deben tenerse en cuenta los sistemas de filtrado, las protecciones o los transformadores, por ejemplo. Es decir, el rendimiento total real depende de las pérdidas producidas por los componentes internos del propio inversor.

Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 90 y 95%. Éste puede optimizarse siempre que la potencia pico del generador sea superior a la potencia nominal del inversor, evitando su funcionamiento en media carga. Sin embargo, puede suceder que el generador sea demasiado grande y se pierda energía al limitar la corriente que llega al mismo, para evitar sobrecargas.

Esto sugiere que la potencia del generador sea 1,2 veces superior a la del inversor, permitiendo el funcionamiento del mismo por encima del 90% de su potencia nominal.

$$\eta_I = \frac{P_{out}}{P_{in}}$$

De aquí se obtiene el rendimiento europeo, siendo este, el más utilizado para comparar la eficiencia de inversores, principalmente de conexión a red. Se obtiene del promedio ponderado de las eficiencias bajo distintas cargas, sin contemplar la tensión de entrada a la que debe calcularse.

$$\eta_{Euro} = \sum a_{Eu} \eta_{i_MPP}$$

Siendo a_{Eu} el factor de ponderación europeo y η_{i_MPP} el rendimiento estático del seguidor del punto de máxima potencia para una potencia parcial determinada. Es decir, se calcula con la combinación de los valores de rendimiento a diferentes valores de potencia.

$$\eta_{Euro} = 0.03\eta_5 + 0.06\eta_{10} + 0.13\eta_{20} + 0.1\eta_{30} + 0.48\eta_{50} + 0.2\eta_{100}$$

Donde η_{10} representa el rendimiento a un 10% de la potencia nominal y así sucesivamente.

Para caracterizar el inversor, es de gran importancia también, el rendimiento del sistema de búsqueda del PMP (PMPT) dado que describe la precisión del inversor para trabajar en dicho punto, de acuerdo con las curvas características del generador.

Se define de la siguiente forma:

$$\eta_{MPP} = \frac{P_{DC}}{P_{MPP}}$$

Siendo P_{DC} la potencia medida y adoptada por el inversor y P_{MPP} la potencia establecida en el punto de máxima potencia (PMP).

El rendimiento del PMPT está compuesto por dos tipos de rendimiento:

- Rendimiento estático. Describe la precisión con que el inversor es capaz de trabajar en el PMP correspondiente a la curva característica estática del generador FV.
- Rendimiento dinámico. Evalúa la transición del inversor al nuevo PMP por culpa de factores externos.

Ahora, somos capaces a definir el rendimiento total de la instalación fotovoltaica.

$$\eta = \eta_{MPP} \eta_{cs} \eta_I$$

Habiendo definido, η_{cs} como el rendimiento de la célula solar.

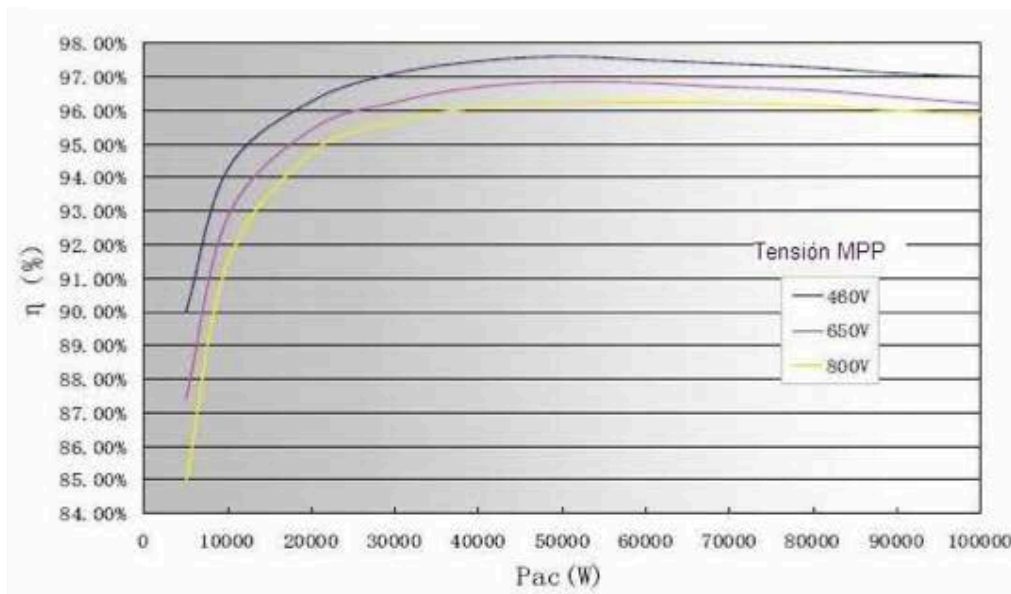


Fig 59-Rendimiento de una instalación FV según potencia de salida y su tensión en el PMP.

2.4 CABLES DE CONEXIÓN.

El cableado es el conjunto de todos los conductores eléctricos de la instalación. La función de los cables consiste en el transporte de energía eléctrica entre los distintos bloques del sistema fotovoltaico. Durante este proceso, por rozamiento y por efecto joule a raíz de la resistencia no nula del conductor, ocurren unas pérdidas de energía transferidas en forma de calor. Por lo que, para la optimización del sistema, es esencial el correcto dimensionamiento ya que este, puede suponer una reducción importante en las pérdidas de energía del sistema. Además, tanto en DC como en AC, habrá que tener en cuenta otro factor importante: la caída de tensión en los conductores.

En el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE se recomienda que:

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.

El cálculo de la sección de cada cable utilizado en la instalación deberá ser realizado según dicta el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT 2002, donde se establecen los siguiente tres criterios previamente introducidos:

- Criterio térmico. El conductor debe ser capaz de disipar el calor generado por el flujo de corriente en situación nominal.

- Criterio de caída de tensión. La caída de tensión deberá ser menor o igual que la especificada por las condiciones de diseño.
- Criterio de la intensidad de cortocircuito. La temperatura que alcanza el conductor no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración para el aislante del mismo. En la instalación, los positivos y los negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente, y todo el cableado de continua tendrá el doble de aislamiento y será el adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo a la normativa UNE 21132.

2.5 PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

En primer lugar, remarcar que los sistemas fotovoltaicos cuentan con dos tipos de corriente: corriente continua deliberada por las células, y corriente alterna, enviada a la red por el inversor.

La característica esencial de la corriente alterna es la variación del nivel de tensión y dirección siguiendo periodos cíclicos. La principal ventaja acarreada, es la facilidad de transformación a otros valores superiores o inferiores, haciendo por ejemplo, que el transporte de energía sea un proceso relativamente económico.

Con la corriente continua es otra historia. A raíz de que esta tenga un valor de tensión estrictamente positivo o negativo, que nunca fluctúe y que su valor nunca pase a ser 0, en las desconexiones, es posible la aparición de arcos eléctricos por ionización del aire en los bornes de los componentes eléctricos como interruptores o seccionadores, que incurrirán en las pérdidas y la peligrosidad de la instalación. Por ello, los elementos de protección de corriente continua, tendrán características de diseño y empleo diferentes a los que distribuyen corriente alterna.

Se busca que los elementos de protección reaccionen de forma adecuada ante un defecto, falta o fallo en el sistema fotovoltaico. El principal objetivo de la instalación de los mismos, es minimizar perdidas de servicio y evitar daños a personas y/o a equipos como consecuencias de faltas y contactos directos/indirectos por falta de aislamiento.

Funcionando los defectos-aparatos de maniobra como un sistema de estímulo-respuesta, se precisarán elementos de protección específicos para responder ante cierto tipo de faltas.



Caracterización de defectos:

- Cortocircuitos. Existen cuando la circulación de corriente supera un valor de referencia preestablecido según las condiciones de funcionamiento nominal del sistema. Vienen dados por el contacto entre fases o el contacto de una o varias fases con tierra. Ocurren con mayor frecuencia que cualquier otro tipo de defecto.

Este tipo de defectos traen consigo el diseño del mayor número de elementos de protección, que con la mayor brevedad posible, procederán a la extinción del mismo. Principalmente, el elemento encargado de la detección de un cortocircuito es el relé, que ofrece distintos tipos de protección según su actuación sobre el mecanismo de disparo y el tipo de corriente que provoca el disparo.

Para eliminar un cortocircuito se precisan elementos de corte de sobreintensidad entre los cuales destacan:

- Fusibles.
- Interruptores automáticos.
- Sensores magnetotérmicos (disparo por sobrecarga o por cortocircuito).

- Contactos. Podemos distinguir los contactos directos y los contactos indirectos. Un contacto directo se produce cuando una persona entra en contacto con una fase o con cualquier elemento activo de la instalación, mientras que un contacto indirecto se refiere al contacto de una persona con partes normalmente no activas, que resultan cargadas tras un fallo de aislamiento.

- Sobretensiones. Ocurren cuando las tensiones superan un valor de tensión nominal. Pueden ser infundidas por agentes externos como descargas atmosféricas o criterios de demanda de la red, o bien, infundidas por agentes internos.

El inversor es uno de los elementos mas sensibles de la instalación por lo que para protegerlo ante sobretensiones se emplean unos componentes electrónicos llamados varistores, tanto en la parte de alterna como en la parte de continua.

- Sobreintensidades. Para su eliminación, se utilizarán interruptores automáticos o cortocircuitos fusibles con características de funcionamiento acordes a las exigencias de la instalación que protegen. Entre los diferentes dispositivos de protección contra sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación se establecerán relaciones de interacción para que unos actúen como apoyo de otros con un margen temporal.



Caracterización de aparatos de maniobra:

- Masas y tierra. Como ha sido previamente mencionado en el apartado 2.2, las masas de la instalación de generación estarán conectadas a tierra dado que la instalación supera la tensión reglamentada. La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se altere las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Cabe remarcar, que es obligatorio interponer una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones fotovoltaicas generadoras. Por ello, la instalación deberá disponer de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable. Aprovechando esta imposición, se instalan transformadores elevadores para aumentar la tensión generada y consecuentemente para transferir a la red de distribución una mayor cantidad de potencia sin tener que aumentar la corriente de transporte (limitada por la sección de los conductores), y así minimizar pérdidas.

- Fusibles. Es un dispositivo constituido por un hilo o lámina metálica o de aleación de bajo punto de fusión que se intercala en la instalación eléctrica para que, mediante efecto Joule, como resultado de valores de corriente excesivos, se funda. Esto proporcionará una separación física del circuito, protegiendo demás componentes. Actualmente, un problema a tener en cuenta, es la degradación de los fusibles. Esto hace que los valores umbrales impuestos por los mismos vayan disminuyendo hasta un punto en el que actúen con unos niveles de corriente que aunque para ellos estén por encima de su valor umbral, para la instalación, puedan estar dentro de los valores esperados. El operador de la instalación procederá a incluir cambios periódicos de fusibles en sus operaciones de mantenimiento. Por supuesto, estos cambios de fusibles tendrán una repercusión económica.
- Interruptores. Basados en la extinción del arco eléctrico, formado en la desconexión, con la ayuda de cámaras de extinción llenas de aceite, hexafluoruro de azufre o vacío o algún mecanismo de soplado.
- Interruptores magnetoeléctricos. Su actuación vendrá dada en base a efectos magnéticos y térmicos incurridos por el paso de la corriente en los conductores. Su funcionamiento se basa en procesos electromecánicos para proteger la instalación ante sobreintensidades.



- Interruptores diferenciales. Este interruptor es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones con el fin de protegerlas y proteger a las personas de desviaciones de corriente causadas por fallos de aislamiento entre conductores activos y masas de los aparatos. Consta de dos bobinas conectadas en serie con los dos conductores de alimentación (ida y vuelta). Cuando existe una diferencia de corriente en las bobinas, actuarán los contactos interrumpiendo el paso de la misma.
- Varisotres. Elementos encargados de solventar averías producidas por descargas atmosféricas. Las actuaciones de los seccionadores requieren que, aunque el equipo esté en tensión, no esté en condiciones de carga o cortocircuito, si bien es factible la apertura con pequeñas corrientes residuales.
- Seccionadores. Equipos de corte y maniobra que permiten la separación física del circuito dotándoles de un aislamiento efectivo.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, se aplicará la normativa del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su instrucción ITC-BT-40, y se atenderá a diversos criterios recomendados por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

2.6 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL (SCADA).

El sistema de monitorización y control recoge los datos de funcionamiento de la instalación y da las órdenes necesarias para asegurar su correcto funcionamiento.

Nos permite conocer el estado de la instalación y nos informa de manera rápida y actualizada, de las anomalías que se producen en dicha instalación.

Actualmente, hemos pasado de sistemas de control manuales a aquellos computarizados. Estos, constan de equipos informáticos que realizan las siguientes funciones:

- Impartir las instrucciones de funcionamiento necesarias a todos los elementos del sistema, siguiendo un procedimiento determinado.
- Detectar desviaciones de los parámetros preestablecidos para un funcionamiento normal del sistema.
- Actuar sobre el sistema para llevarlo a sus condiciones normales de funcionamiento, en caso de detectar desviaciones.
- Presentar los datos de funcionamiento del sistema al usuario u operario de mantenimiento y llevar un registro de datos históricos de funcionamiento del sistema.



Los sistemas de monitorización y control deben proporcionar información de variables para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la seguridad de los usuarios, algunas de las cuales se nombran a continuación:

- Parámetros eléctricos a la entrada y salida del inversor.
- Alarmas generadas.
- Energía inyectada a la red, medida por el contador.
- Parámetros meteorológicos.

Gracias a la gran flexibilidad de los programas que manejan los equipos informáticos, el bajo coste, la alta fiabilidad de los mismos y sus posibilidades de utilización, estos sistemas se están imponiendo como elementos de control prácticamente indispensables en instalaciones medianas y grandes.

Buscamos el empleo de sistemas informáticos centralizadores del control y la información, que permiten el control y la revisión aún a grandes distancias.

2.7 SISTEMA DE MANTENIMIENTO.

Las revisiones de mantenimiento se reducen a la verificación de equipos, recambios de componentes averiados. Su objetivo es prolongar la vida útil y maximizar el rendimiento de la instalación. O sea, mantener la instalación a producción plena según fue calculada en su inicio. Generalmente, esto supone una mejora en la retribución económica de la producción, dado que el gasto incurrido en mantenimiento no es comparable con la pérdida monetaria incurrida de no haber mantenimiento. El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado competente en la materia, que ejecutará las tareas de inspección y medidas de seguridad oportunas.

Existen dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo. Se basa en la previsión y detección de problemas antes de que ocurran. Algunas de sus actividades son las siguientes:
 - Verificación de todos los componentes y equipos de la instalación.
 - Comprobación del estado de los módulos, situación respecto al estado original.
 - Limpieza, presencia de daños que afecten a seguridad de los módulos.
 - Inspección de la estructura soporte consiste en revisar los daños, el deterioro por agente externos, el estado de oxidación.
 - Alarmas e indicadores del inversor.
 - Revisión y comprobación del estado del cableado, conexiones, pletinas, terminales.



- Caídas de tensión en el cableado de corriente continua hacia el inversor.
 - Verificación de los elementos de seguridad y protección de la instalación, tomas de tierra, interruptores de seguridad, fusibles.
 - Realización de informe técnico de cada visita a la instalación, en que se refleje las incidencias encontradas en la instalación.
 - Registro de las operaciones realizadas durante la inspección.
-
- Mantenimiento correctivo. Se basa en el reemplazo de equipos por averías.



MODELO TEÓRICO: SoL



MÓDELO TEÓRICO: SoL.

La introducción en red de sistemas de generación basados en la tecnología fotovoltaica va en aumento, presentando nuevos retos para los operadores de red y las personas encargadas de las mismas instalaciones. Para cuantificar el impacto de este tipo de generación distribuida, los sistemas de potencia e ingenieros de control requieren modelar un gran número de sistemas bajo diferentes escenarios para que mediante su contraste, puedan sacar conclusiones válidas. No obstante, por culpa de tanto la complejidad implícita en ellos mismos como de la complejidad computacional, se suele adoptar un perfil más simple de modelos referentes a irradiancia solar, módulos fotovoltaicos y a potencia de salida del inversor.

Estos modelos funcionan con relaciones lineales y no están validados con datos reales de campo o con modelos más detallados. El modelo propuesto (SoL) está compuesto de ecuaciones ya existentes o reformuladas. Cada sub-modelo utilizado ha sido validado y contrastado con datos de un número de emplazamientos a lo largo del mundo, mostrando buenos resultados con una complejidad computacional reducida.

Por lo tanto, podemos afirmar, que la validez del modelo utilizado para su uso con simulaciones de potencia quasi-estacionarias y con análisis Monte Carlo, como requerido para los estudios de integración en red, ha sido demostrada.

1. INTRODUCCIÓN.

Analizar el impacto de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución de baja tensión (BT) y media tensión (MT) es computacionalmente complejo. Para su integración en red, son requeridos unos altos niveles de precisión en los modelos de la red, carga y generación. Estos modelos pueden ser utilizados para simular cientos de miles de emplazamientos, con múltiples configuraciones de red y para largos periodos de tiempo, con resoluciones desde segundos hasta horas.

Los modelos para generación fotovoltaica deben procesar datos de irradiancia, la descomposición de la misma en el plano del sistema FV, la conversión de irradiancia incidente en potencia generada para el sistema FV y para el inversor o grupo de inversores y por último, el control de la potencia activa y reactiva generada.

Por culpa de la complejidad de estos modelos y del tiempo requerido para implementarlos y optimizarlos, normalmente, los ingenieros utilizan aproximaciones simples y adecuadas para modelar la generación FV. Como mencionado previamente, estos modelos utilizan relaciones lineales para describir la potencia de salida del sistema en función de la irradiancia. Es más, paneles FV e inversores representativos son tomados como referencia, sin tener en consideración la posibilidad de diversificación existente.

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO: SoL.

El modelo propuesto, llamado SoL, está compuesto de 9 sub-modelos que describen al máximo la conversión de irradiancia en potencia generada, para un sistema fotovoltaico representativo en cualquier emplazamiento del mundo conectado a una red de distribución. Cada uno de estos 9 sub-modelos, comprende unas ecuaciones que procesan variables de entrada y salida. Estas ecuaciones han sido seleccionadas para llevar a cabo la implementación de la causa de la manera más simple considerada. En el caso trivial de que no dispongamos de datos meteorológicos de irradiancia, la potencia generada podrá ser estimada desde un modelo de cielo despejado trabajando con solo tres variables: un vector de valores temporales, la localización del emplazamiento, la clasificación o caracterización del inversor.

Los sub-modelos incluyen: el Sol, Geometría Solar, Atmósfera, Diseño geométrico de la configuración del sistema FV, Irradiancia horizontal, Irradiancia incidente, Irradiancia efectiva, Generación y Conversión de potencia del generador FV, control de potencia del generador.

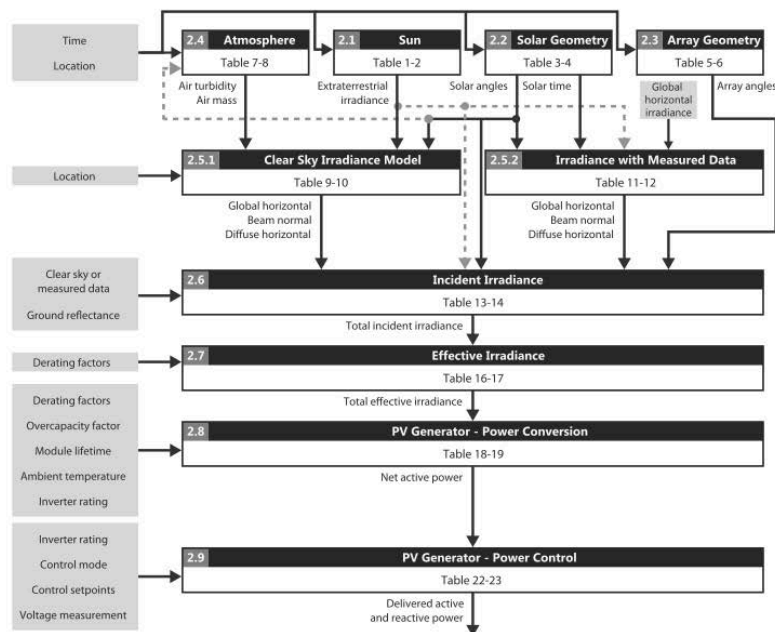


Fig 60- Gráfico de flujo del modelo.



Cabe remarcar que se ha mantenido convenciones consistentes a lo largo del modelo. Todas las ecuaciones con variables geográficas y espaciales siguen el criterio ISO 6709 (2008), siendo latitudes Norte y Este positivas. Igualmente, todo ángulo acimutal o rotacional en el plano horizontal, están definidos como sentido horario desde el Norte, estando el Este a $+90^\circ$.

Cualquier hora local, expresada mediante el valor horario y el valor minutal, están referidos como el punto medio del periodo referencia. Por ejemplo, si un ángulo solar ha de ser computado a un cierto tiempo, el primero lo hará a $t_h = 0, t_{min} = 30$.

Por último, toda ecuación trigonométrica se expresará en grados.

2.1. SOL.

El sub-modelo Sol calcula la irradiancia extraterrestre incidente en el plano normal a la radiación para un día cualquiera, n . Este modelo aproxima la variación de la distancia tierra-sol a un $\pm 3.3\%$.

	Variable	Descripción	Unidades
Variable de entrada.	n	Día del año	Número entero
Variable de salida.	H_o	Irradiancia extraterrestre	Wm^{-2}

Tabla 1

$$(1) \quad H_o = 1360.8 \left(1 + 0.033 \cos \left(360 \cdot \frac{n}{365} \right) \right)$$

Tabla 2

La ecuación usa un valor medio de $1360.8 Wm^{-2}$ para la media aritmética de la irradiancia solar total, que comúnmente hace referencia a la constante solar. Este valor es 0.5% menor que el valor canónico de $1367.7 Wm^{-2}$ pero es considerado más preciso.



2.2. GEOMETRÍA SOLAR.

El sub-modelo Geometría solar describe la posición solar en coordenadas esféricas relativas a la hora local.

	Variable	Descripción	Rango/Unidades
Variables de entrada	n	Día del año	(1-365)d
	t_{hr}	Hora del día	(0-23)h
	t_{min}	Minuto de la hora	(0-59)min
	t_{ds}	Cambio horario	(1 o 0)h
	t_{utc}	Diferencia con la referencia horaria (UTC)	(-12,+12)h
	ϕ	Latitud del emplazamiento	(-90°.90°) N positivo del ecuador
	λ_{loc}	Longitud del emplazamiento	(-180°,+180°) E positivo del GMT
Variables de salida	θ_s	Zenit solar	(0°,90°)
	α_s	Altitud solar	(0°,90°)
	γ_s	Ángulo acimut solar	(0°,360°) Sentido horario desde N
	τ_{sol}	Hora solar	(-1,25)h
	δ	Declinación solar	(-23.44°,+23.44°)
	τ_{eot}	Ecuación temporal	Min
	λ_{std}	Meridiano estándar	(-180°,+180°) E positivo del GMT
	ω	Ángulo horario	(-195°,+195°)
	λ	Longitud eclíptica	(-79°,+281°) referido al equinoccio de Marzo
	ε	Oblicuidad de la tierra	23.44°

Tabla 3

$$\begin{aligned}
 (2) \quad & \lambda = \frac{360}{365.25} (n - 81) \\
 (3) \quad & \delta = \sin^{-1} (\sin \lambda \sin \varepsilon) \\
 (4) \quad & \tau_{eot} = 9.9 \sin (2\lambda) - 7.1 \cos \lambda - 1.9 \sin \lambda - 0.25 \cos (2\lambda) \\
 (5) \quad & \lambda_{std} = 15 \cdot t_{utc} \\
 (6) \quad & \tau_{sol} = (60(t_{hr} + t_{ds}) + t_{min} + 4(\lambda_{loc} - \lambda_{std}) + \tau_{eot}) / 60 \\
 (7) \quad & \omega = 15(\tau_{sol} - 12) \\
 (8) \quad & \theta_s = \cos^{-1} (\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega) \\
 (9) \quad & \alpha_s = 90 - \theta_s \\
 (10) \quad & \gamma_s = \begin{cases} \gamma_c, & \text{if } \omega < 0 \\ 360 - \gamma_c, & \text{otherwise} \end{cases} \\
 & \text{where } \gamma_c = \cos^{-1} \left(\frac{\sin \delta \cos \phi - \cos \delta \sin \phi \cos \omega}{\cos \alpha_s} \right)
 \end{aligned}$$

Tabla 4

Las ecuaciones citadas en la tabla 4 asumen la resolución del vector temporal de 1min. Por lo que aunque el modelo pueda llegar a ser utilizado para una resolución temporal de 1-10s, una pérdida significativa en precisión tendrá lugar por culpa de las aproximaciones realizadas.

Los ángulos solares clave son los siguientes:

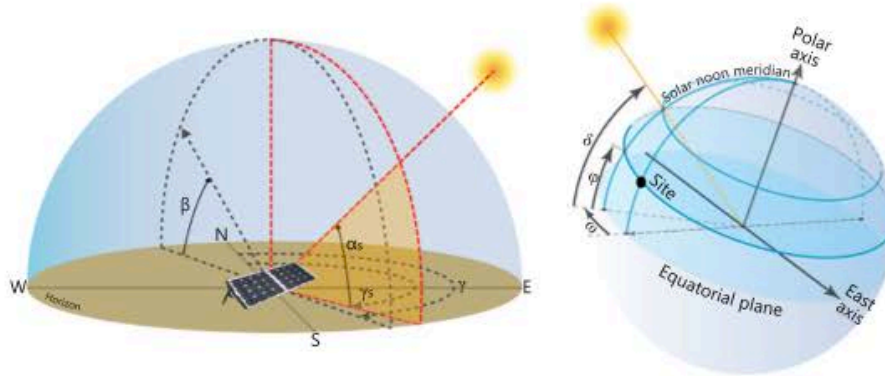


Fig 61- Ilustración ángulos solares de referencia.

La posición angular solar está definida por la longitud eclíptica, λ , que varía desde 0° en el equinoccio de Marzo, 90° en el solsticio de Junio, 180° en el equinoccio de Septiembre hasta 270° en el solsticio de Diciembre, completando 360° después de un año. No se tomará ninguna consideración especial en los años bisiestos pese a que el periodo eclíptico este considerado 365.25 días.

La expresión que hace referencia a la declinación solar, (3), utiliza la oblicuidad de la tierra y la longitud eclíptica para su cálculo. Esta expresión para el cálculo de la declinación resultó mas precisa aportando mínima complejidad, por se halló mas adecuada.

Como ya se ha mencionado en apartados anteriores, la hora solar difiere de la hora local. Esto se debe a varios factores, predominantemente a la diferencia entre la longitud del emplazamiento y el meridiano estándar referido por la hora universal (UTC). El ángulo horario expresa esta diferencia.

Habrà regiones en las que se observe un cambio horario, variaciones en las horas de luz, referenciado por la variable t_{ds} .

Durante el año, la hora solar también cambia debido a la excentricidad de la órbita terrestre y al efecto de la inclinación del eje de la tierra. Estos factores se tienen en cuenta en la ecuación temporal. El modelo propuesto se obtuvo con valores desde el año 2000 hasta el año 2050.

Los ángulos solares relativos al emplazamiento, altitud y acimut (definido como 0° al Norte y aumentando en el sentido horario siendo $+90^\circ$ el Este), utilizan el plano horizontal como una referencia y están expresados en coordenadas esféricas.



2.3. DISEÑO GEOMÉTRICO DE LA CONFIGURACIÓN FOTOVOLTAICA.

El sub-modelo para el diseño geométrico de la instalación FV describe el criterio propuesto para la colocación óptima de nuestros paneles FV. O sea, la inclinación óptima para el mayor aprovechamiento del recurso solar y el ángulo acimut correcto para un emplazamiento dado.

	Variable	Descripción	Rango/Unidades
Variables de entrada.	ϕ	Latitud del emplazamiento	$(-90^{\circ}, +90^{\circ})$ N positivo del ecuador
	λ_{loc}	Longitud del emplazamiento	$(-180^{\circ}, +180^{\circ})$ E positivo del GMT
Variables de salida.	β	Inclinación óptima de los paneles FV	$(0^{\circ}, 90^{\circ})$
	γ	Ángulo acimut para los paneles desde el N	$(0^{\circ}, 360^{\circ})$

Tabla 5

$$\begin{aligned}
 (11) \quad \gamma &= \begin{cases} 180 & \text{if } \phi \in (0, 90), \text{ Northern hemisphere} \\ 0 & \text{if } \phi \in (-90, 0), \text{ Southern hemisphere} \end{cases} \\
 (12) \quad \beta &= -0.004 \phi^2 + a \cdot |\phi| + b \\
 &\text{where} \\
 &\begin{cases} a = 1.13, b = 0 & \text{if clear - sky irradiance} \\ a = 0.92, b = 2 & \text{if measured weather irradiance} \end{cases}
 \end{aligned}$$

Tabla 6

Con el uso de datos globales, calculamos la orientación para la cual maximizamos la energía anual generada por una instalación FV fija. Puede ser que la persona encargada de alguna instalación específica utilice distintos valores de inclinación y de ángulo acimut para maximizar la energía generada en periodos específicos.

Para la validación del modelo y de las ecuaciones propuestas en este apartado, se utilizaron mas de 2500 localizaciones con datos meteorológicos públicamente accesibles. Para cada uno de estos, se calculó la orientación de los paneles para la cual daría la máxima energía anualmente basándose en datos meteorológicos y en modelos de cielo despejado (concepto a introducir más adelante).

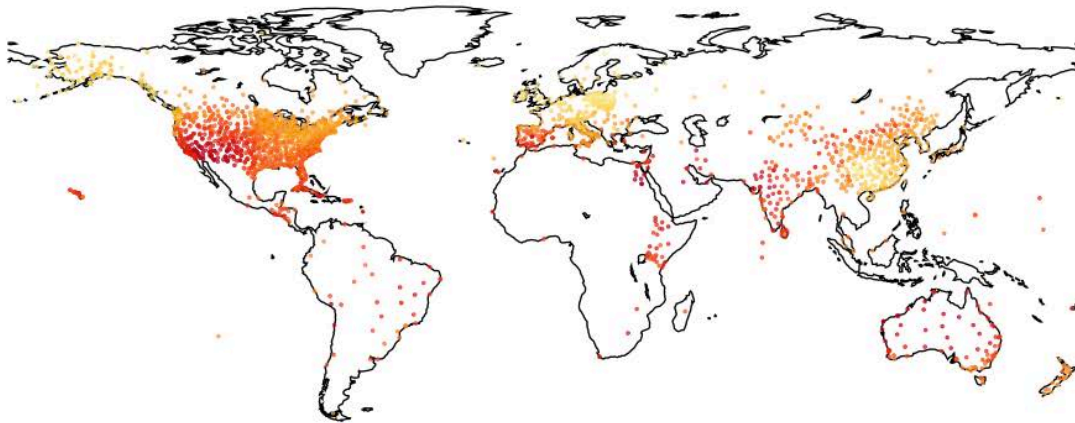


Fig 62-Mapamundi para los emplazamientos meteorológicos utilizados para la validación del modelo.

La irradiancia incidente fue calculada para cada configuración fotovoltaica, para una inclinación desde 0° hasta 90°, con saltos graduales unitarios. Se utilizó un algoritmo basado en lo dictaminado por Perez (1992) para estimar la irradiancia incidente (global horizontal, difusa horizontal y directa normal). Se explicará este algoritmo en mas detalle en la sección 2.6. La irradiancia incidente resultante a lo largo de un año, fue sumada, y la orientación que nos brindase la máxima energía anual seria seleccionada.

Se representó la inclinación óptima contra la latitud del emplazamiento para todos los casos analizados usando mínimos cuadrados. De ahí, resultó la ecuación (12).

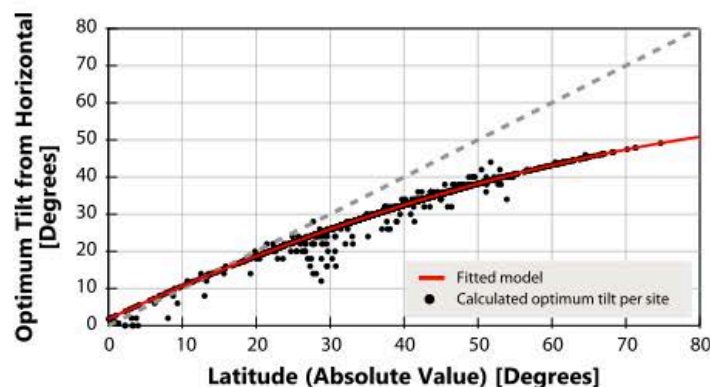


Fig 63- Inclinación de paneles óptima vs latitud del emplazamiento, con datos de irradiancia reales.

En comparación con la energía anual computada utilizando un modelo real y más preciso, la energía anual calculada utilizando el modelo propuesto varió menos de un 0.5% para aproximadamente el 95% de los casos.



Podemos ver en la figura precedente que la inclinación óptima suele coincidir con la latitud del emplazamiento. Mientras que para latitudes menores a 50° solo varía un 0.1% haciendo que nuestro modelo sea válido, por encima, la variación es mayor del 2%. Generalmente, se suele establecer que la inclinación óptima sea igual a la latitud del emplazamiento para proyectos que cuentan con menos datos meteorológicos. Así se hizo con el modelo de cielo despejado. Sin embargo, para compensar las pérdidas incurridas en latitudes mayores a 50°, se introdujo un nuevo modelo (diferentes parámetros para la eq (12)).

El ángulo acimut óptimo de una configuración fotovoltaica varía en base a la variabilidad de la irradiancia incidente a lo largo de un día durante un año. Por ejemplo, frecuentes neblinas matutinas harán que el γ torne hacia el este u oeste como resultado de la disminución de irradiancia. Teniendo en cuenta que estas situaciones son solo circunstanciales, el modelo se basa en el ángulo acimut teórico. Si el panel está instalado en el hemisferio Sur, se orientará hacia el Norte (0°) y si está instalado en el hemisferio Norte, se orientará hacia el sur (180°). Actualmente, así se establece en la mayoría de parques solares del mundo.

2.4. ATMÓSFERA.

El sub-modelo atmósfera, describe los factores que dan lugar a la atenuación atmosférica de la irradiancia extraterrestre a través de la atmósfera.

	Variable	Descripción	Rango/Unidades
Variables de entrada	n	Día del año	(1-365)d
	ϕ	Latitud del emplazamiento	(-90°. +90°) N positivo del ecuador
	h	Elevación del emplazamiento	m
Del sub-modelo 2.2.	α_s	Altitud solar	(0°,90°)
Variables de salida	T_L	Factor de turbidez atmosférico de Linke	Pu
	AM	Coeficiente de masa óptica de aire absoluto	Pu
	p	Presión atmosférica	Pa
	AM ₀	Coeficiente de masa óptica de aire relativo	pu

Tabla 7

$$\begin{aligned}
 (13) \quad & p = 100 \left(\frac{44331.514 - h}{11880.516} \right)^{1/0.1902632} \\
 (14) \quad & AM_0 = \frac{1}{(\sin \alpha_s + 0.50572(6.07995 + \alpha_s)^{-1.6364})} \\
 (15) \quad & AM = AM_0 \frac{p}{101325} \\
 (16) \quad & T_L = a + b \cos(\omega \cdot n) \\
 & \text{where } \begin{cases} a = 1.8, b = 0 & \text{if } |\phi| > 60^\circ, \text{ Poles} \\ a = 3.8, b = 0.56, \omega = 1.13 & \text{if } -23.44^\circ > \phi > 0^\circ, \text{ South tropic} \\ a = 4.25, b = -0.46, \omega = 0.94 & \text{if } 23.44^\circ > \phi > 0^\circ, \text{ North tropic} \\ a = 3, b = -0.84, \omega = 0.94 & \text{if } 60^\circ \geq \phi \geq 23.44^\circ, \text{ North zone} \\ a = 3.2, b = 0.36, \omega = 0.94 & \text{if } -60^\circ \leq \phi \leq -23.44^\circ, \text{ South zone} \end{cases}
 \end{aligned}$$

Tabla 8

Para calcular la irradiancia al nivel de la superficie hay que tener en cuenta la longitud de trayectoria recorrida por la irradiancia extraterrestre, y como esta ha interactuado con los agentes existentes. Esta trayectoria está referenciada por el coeficiente de *masa óptica de aire*. Como ya se ha mencionado en apartados precedentes, este coeficiente hace referencia a la masa de aire atravesada por la radiación directa en comparación con la misma atravesada si el sol estuviese en su cenit.

- AM0 equivale o se aproxima a un caso de ausencia de atmósfera.
- AM1 corresponde a la trayectoria si el sol estuviese directamente encima.

Este factor es sólo una función del ángulo cenit, y por lo tanto no cambia con la elevación local. Sin embargo, el coeficiente de masa óptica de aire absoluto equivale al coeficiente relativo multiplicado por la presión atmosférica local y dividido por la presión estándar (al nivel del mar), decrece con la elevación por encima del nivel del mar.

El modelo seleccionado para calcular el coeficiente de masa óptica de aire, como en eq (14), es válido para ángulos cenit cercanos a los 90°. Para calcular el coeficiente de masa óptica de aire absoluto (15) utiliza la presión definida por eq (15) que está en función de la elevación del emplazamiento.

Ya sabemos que la irradiancia extraterrestre está atenuada y dispersada por moléculas de componentes atmosféricos como el dióxido de carbono, aerosoles... Con el factor de turbidez atmosférico de Linke hacemos referencia a este fenómeno (16). Describe el grosor óptico de la atmósfera por culpa de vapor de agua y partículas de aerosoles, midiendo el número de atmósferas limpias que harían falta para crear la misma atenuación.

- $T_L = 2$ hace referencia a condiciones muy limpias.
- $T_L = 8$ hace referencia a condiciones severas de contaminación.

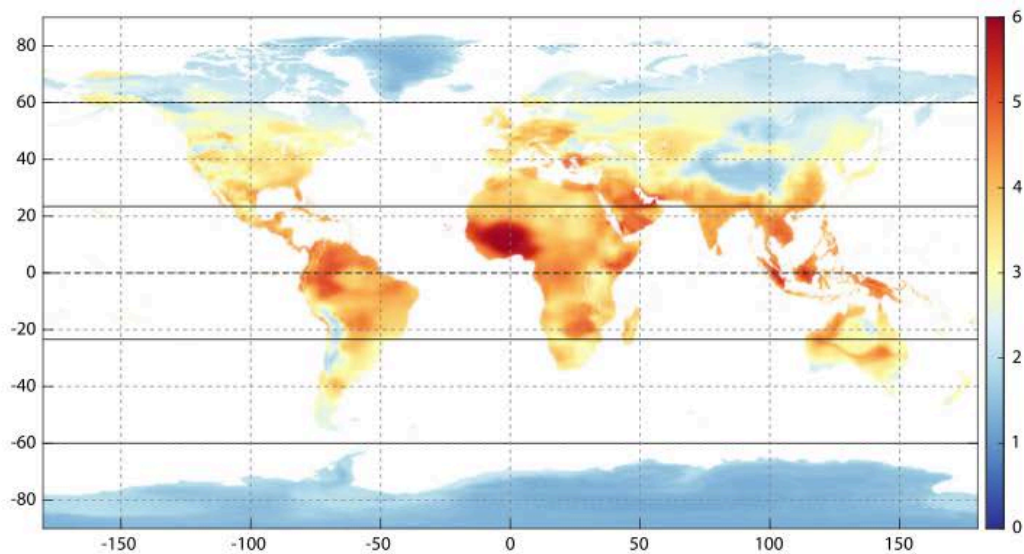


Fig 64-Mapa mundial de factor de turbidez de Linke medio anual.

Cabe destacar, que por cada incremento unitario del factor de turbidez de Linke, la irradiancia diaria pico en el modelo de cielo despejado disminuirá por un factor del orden de 5%.

2.5. MODELOS DE IRRADIANCIA HORIZONTAL.

Sería ideal, que para mostrar y cuantificar el impacto de generación de una instalación fotovoltaica en una red de distribución, contásemos con datos reales de irradiancia. Estos datos, son comúnmente buscados en/con estaciones meteorológicas, imágenes tomadas por satélite o si se quiere profundizar, con instrumentos específicos como los piranómetros.

Cuando no contamos con datos reales o queremos ponernos en la peor tesitura, tenemos que recurrir al modelo de cielo despejado. Éste, se utiliza para describir la irradiancia a cualquier hora en ausencia de nubes.

Ambos sub-modelos presentados, describen eficazmente el cálculo de irradiancia global horizontal, directa normal y difusa horizontal para el modelo de cielo despejado. También entran a considerar la descomposición de la irradiancia global horizontal en sus componentes: directa y difusa.

Veremos los siguientes subíndices:

- $h \rightarrow$ horizontal.
- $n \rightarrow$ normal o directa.
- $i \rightarrow$ incidente.
- $c \rightarrow$ cielo despejado.
- $m \rightarrow$ datos meteorológicos reales medidos



2.5.1. MODELO DE IRRADIANCIA DE CIELO DESPEJADO.

Este modelo, utiliza la irradiancia extraterrestre y la posición solar como variables de entrada para luego incorporar el efecto de la atmósfera y la elevación del emplazamiento.

	Variable	Descripción	Rango/Unidades
Variables de entrada	h	Elevación del emplazamiento	m
De otros modelos	H_o	Irradiancia extraterrestre	Wm^{-2}
	T_L	Factor de turbidez atmosférico de Linke	Pu
	AM	Coeficiente de masa óptica de aire absoluto	Pu
	θ_s	Zenit solar	$(0^\circ, 90^\circ)$
Variables de salida	$G_{h,c}$	Irradiancia global horizontal	Wm^{-2}
	$G_{bn,c}$	Irradiancia directa (beam) normal	Wm^{-2}
	$G_{dh,c}$	Irradiancia difusa horizontal	Wm^{-2}
	$f_{h1}, f_{h2}, c_{g1}, c_{g2}$	Factores	Pu

Tabla 9

$$(17) \quad f_{h1} = \exp(-h/8000), f_{h2} = \exp(-h/1250)$$

$$(18) \quad c_{g1} = 0.0000509 \cdot h + 0.868, c_{g2} = 0.0000392 \cdot h + 0.0387$$

$$(19) \quad G_{h,c} = H_o \cos \theta_s c_{g1} \cdot \exp\{-c_{g2} AM \cdot [f_{h1} + f_{h2}(T_L - 1)]\} \cdot \exp(0.01AM^{1.8})$$

$$(20) \quad G_{bn,c} = \min \left\{ H_o \left(0.664 + \frac{0.163}{f_{h1}} \right) \exp(-0.09AM \cdot (T_L - 1)), \frac{G_{h,c}}{\cos \theta_s} \left(1 - \frac{0.1 - 0.2 \exp\{-T_L\}}{0.1 + 0.882/f_{h1}} \right) \right\}$$

$$(21) \quad G_{dh,c} = G_{h,c} - G_{bn,c} \cos \theta_s$$

Tabla 10

2.5.2. IRRADIANCIA EN BASE A DATOS REALES.

Pese a contar con datos meteorológicos de irradiancia reales, todavía tenemos la necesidad de llevar a cabo su descomposición para estimar la radiación directa normal y la difusa horizontal para poder transponerlo al plano deseado.

Estos modelos de descomposición se basan en el índice de claridad y la fracción difusa.

Índice de claridad: definido como la relación entre la irradiación anual sobre una superficie horizontal situada en la Tierra y la irradiación anual sobre una superficie horizontal situada fuera de la atmósfera.

Fracción difusa: definido como el ratio de irradiancia difusa horizontal en comparación con la global horizontal.



	Variable	Descripción	Rango/Unidades
Variables de entrada	$G_{h,m}$	Irradiancia global horizontal	Wm^{-2}
De otros modelos	H_o	Irradiancia extraterrestre	Wm^{-2}
	θ_s	Zenit solar	$(0^\circ, 90^\circ)$
	τ_{sol}	Hora solar	$(-1, 25)h$
Variables de salida	$G_{dh,m}$	Irradiancia difusa horizontal	Wm^{-2}
	$G_{bh,m}$	Irradiancia directa (beam) horizontal	Wm^{-2}
	k_T	Índice de claridad sobre el periodo de muestreo	Pu
	K_{Td}	Indice de claridad diaria	Pu
	ψ_t	Factor persistente	Pu
	k_d	Fracción difusa	Pu

Tabla 11

$$\begin{aligned}
 (22) \quad k_T &= \begin{cases} 0, & \text{if } \theta_s > 85^\circ \\ \frac{G_{h,m}}{(H_o \cos \theta_s)}, & \text{otherwise} \end{cases} \\
 (23) \quad K_{Td} &= \frac{\sum_{day} G_{h,m}}{\sum_{day} H_o \cos \theta_s} \\
 (24) \quad \psi_t &= (k_{t-1} + k_{t+1})/2 \\
 (25) \quad k_d &= \frac{1}{1 + \exp(-5.323 + 7.279 k_T - 0.03 \tau_{sol} - 0.005 \alpha_s + 1.719 K_{Td} + 1.082 \psi_t)} \\
 (26) \quad G_{dh,m} &= G_{h,m} \cdot k_d \\
 (27) \quad G_{bn,m} &= \frac{G_{h,m} - G_{dh,m}}{\cos \theta_s}
 \end{aligned}$$

Tabla 12

Pese a que el modelo presentado este limitado a la hora de considerar irradiancias predominadas por porciones de difusa y periodos sub-horarios pequeños, puede considerarse válido, preciso y simple.

El factor de persistencia rinde cuentas a la inercia incurrida por la variabilidad del factor de claridad de una muestra precedente a otra consiguiente (eq (24)).

Hay que tener en cuenta que el factor de claridad expresado en la ecuación (22) es la ratio de la irradiancia global terrestre sobre la irradiancia extraterrestre proyectado en una superficie horizontal en el punto medio del periodo de muestreo. Para evitar valores singulares, el índice de claridad se computa solo para valores de altitud solar mayores a 5° .



2.6. IRRADIANCIA INCIDENTE.

Para calcular la irradiancia en el plano de un panel FV para unos datos de inclinación y ángulo de azimut dados, es necesario calcular la radiación incidente directa, la difusa y reflejada del suelo. Mientras que la componente directa puede ser calculada con una simple relación geométrica y la irradiancia directa normal, los otros dos componentes difusos tienen que ser estimados de modelos isotrópicos, anisotrópicos y de correlaciones empíricas. Las variables de irradiación incidente pueden provenir de medidas reales o del modelo de cielo despejado.

	Variable	Descripción	Rango/Unidades
Variables de entrada	ρ_g	Factor de albedo o reflectancia del suelo.	0.2 pu
De otros modelos	$G_{h,c/m}$	Irradiancia global horizontal	Wm^{-2}
	$G_{bn,c/m}$	Irradiancia directa (beam) normal	Wm^{-2}
	$G_{dh,c/m}$	Irradiancia difusa horizontal	Wm^{-2}
	α_s	Altitud solar	$(0^\circ, 90^\circ)$
	γ_s	Ángulo acimut solar	$(0^\circ, 360^\circ)$ Sentido horario desde N
	β	Inclinación óptima de los paneles FV	$(0^\circ, 90^\circ)$
	γ	Ángulo acimut para los paneles desde el N	$(0^\circ, 360^\circ)$
	H_o	Irradiancia extraterrestre	Wm^{-2}
Variables de salida	G_i	Irradiancia total incidente	Wm^{-2}
	Θ	Ángulo de incidencia	$(0^\circ, 90^\circ)$
	G_{bi}	Irradiancia directa (beam) incidente	Wm^{-2}
	G_{ri}	Irradiancia reflejada incidente	Wm^{-2}
	G_{di}	Irradiancia difusa incidente	Wm^{-2}
	A	Indice anisótropo	Pu
	R_b	Factor geométrico para la irradiancia directa incidente	Pu

Tabla 13

$$\begin{aligned}
 (28) \quad & \Theta = \cos^{-1} (\sin \beta \cos \alpha_s \cos (\gamma - \gamma_s) + \cos \beta \sin \alpha_s) \\
 (29) \quad & G_{bi} = G_{bn} \cdot \cos \Theta \\
 (30) \quad & G_{ri} = \rho_g \frac{(1 - \cos \Theta)}{2} \cdot G_h \\
 (31) \quad & A = \frac{G_{bn}}{H_0} \\
 (32) \quad & R_b = \frac{\cos \Theta}{\cos(90 - \alpha_s)} \\
 (33) \quad & G_{di} = G_{dh} \left(AR_b + (1 - A) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \right) \\
 (34) \quad & G_i = G_{bi} + G_{di} + G_{ri}
 \end{aligned}$$

Tabla 14

Asumimos que la irradiancia difusa reflejada del suelo hacia el plano es isotrópica, originada desde el suelo uniformemente con un factor de forma suelo-panel mostrado en la eq (30). La reflectancia del suelo hace referencia al albedo, y tiene un valor entre 0 y 1. Típicamente, un valor de 0.2 pu es asumido. No obstante, en condiciones de nieve se podría considerar un valor de hasta 0.7 pu. Si se ignora este cambio, podríamos obtener errores del 10% en el valor pico de la potencia deliberada por el sistema.

El componente incidente restante es la contribución de la irradiancia difusa. El modelo utilizado, considera la irradiancia difusa incidente isotrópica, es decir, originada uniformemente a lo largo de la bóveda celeste. Otros modelos anisótropos, añaden un mayor número de subcomponentes como por ejemplo; la irradiancia difusa circunsolar, la difusa del horizonte y la difusa isotrópica que es determinada por dos coeficientes, obtenidos empíricamente, F1 y F2, llamados “coeficientes de reducción del brillo”.

Generalmente, ha sido probado, que el modelo isotrópico tiende a subestimar la irradiancia difusa incidente. A medida que se le añade factores de corrección y subcomponentes al modelo anisótropo, su precisión aumenta para la mayor parte de emplazamientos, como lo hace el coste de implementación del mismo y su complejidad computacional.



2.7. IRRADIANCIA EFECTIVA.

La irradiancia efectiva recibida por los paneles fotovoltaicos viene dada por la resta entre la irradiancia incidente recibida menos las posibles pérdidas incurridas; sombreado o ensuciamiento de los paneles.

	Variable	Descripción	Rango/Unidades
Variables de entrada	η_s	Factor de disminución por ensuciamiento	0.98 pu
	η_{sh}	Factor de disminución por sombreado	1 pu
De otros modelos	G_i	Irradiancia total incidente	Wm^{-2}
Variable de salida	E	Irradiancia efectiva total	Wm^{-2}

Tabla 16

$$(35) \quad E = G_i \eta_s \eta_{sh}$$

Tabla 17

El factor de sombreado depende exclusivamente en las características del emplazamiento estudiado. Su correcta construcción y su correcta optimización del recurso solar sin verse afectado entre paneles será clave en este apartado. Sin embargo, como el modelo está enfocado para los casos que las variables de interés como por ejemplo, sobretensiones causadas por altos niveles de irradiancia, este factor suele ser despreciado. Cabe reseñar, que en la mayoría de los casos de altos niveles de irradiancia, el ángulo de altitud solar es suficientemente alto para limitar el sombreado de los edificios cercanos.

La irradiancia efectiva disponible para su conversión a energía eléctrica también se ve reducida por culpa del ensuciamiento de paneles en base a acumulación de polvo o demás factores externos. Dependiendo de la latitud del emplazamiento y consecuentemente, de la inclinación de los paneles y de condiciones climatológicas locales, este factor puede variar significativamente entre diferentes instalaciones. Suponiendo casos muy desfavorables como paneles poco inclinados, zonas áridas poco ventosas, estudios han obtenido una reducción de potencia generada de hasta 30%.



2.8. GENERADOR FV- CONVERSIÓN DE POTENCIA.

El objetivo de este sub-modelo es, simplemente, expresar la potencia generada en función de variables meteorológicas como la irradiancia y la temperatura, además de caracterizar el rendimiento de paneles e inversores reales.

	Variabl e	Descripción	Rango/Unidades
Variables de entrada	S_{stc}	Potencia del inversor en condiciones estándar	VA
	η_m	Factor de disminución por mismatch	0.98 pu
	η_w	Factor de disminución por cableado	0.98 pu
	η_c	Factor de disminución por conexiones	0.995 pu
	η_{lo}	Factor de degradación inducida por luz inicialmente	0.985 pu
	η_{np}	Factor de disminución por caracterización modular	0.99 pu
	t_{age}	Vida útil de los paneles	(0-30) años
	R_{oc}	Factor de sobrecapacidad	1.05 pu
	T_{amb}	Temperatura ambiente	20°C
De otros modelos	E	Irradiancia efectiva total	Wm^{-2}
Variables de salida	P_n	Potencia activa neta	W
	E_{pu}	Irradiancia efectiva total normalizada	Pu
	ΔT	Diferencia de temperatura	°C
	$E_{pu,a}$	Irradiancia efectiva total normalizada en la serie FV	Pu
	η_l	Factor de degradación inducida por luz inicialmente	0.985 Pu

Tabla 18

$$\begin{aligned}
 (36) \quad & E_{pu} = E/800 \\
 (37) \quad & \Delta T = T_{amb} - 20 \\
 (38) \quad & E_{pu,a} = \frac{R_{oc}}{1.05} E_{pu} \\
 (39) \quad & P_g = S_{stc} \cdot [0.846 E_{pu,a} - 0.106 E_{pu,a}^2 - 0.00368 E_{pu,a} \Delta T] \\
 (40) \quad & \eta_l = \eta_{lo} - 0.005 t_{age} \\
 (41) \quad & P_n = P_g \cdot \eta_m \eta_w \eta_c \eta_l \eta_{np}
 \end{aligned}$$

Tabla 19



El método para obtener el modelo de conversión de potencia FV propuesto se divide en 4 secciones.

1. Proceso de normalización.
2. Diseño de las series FV.
3. Modelo de regresión.
4. Factores de corrección/disminución/degradación.

2.8.1. PROCESO DE NORMALIZACIÓN.

Existen 3 variables principales que afectan directamente el rendimiento de los módulos FV y consecuentemente, su potencia generada: irradiancia efectiva, temperatura ambiente y velocidad ventosa. Este modelo fija una velocidad ventosa de 1 ms^{-1} . Las otras dos variables están normalizadas según el criterio NOCT para su validez en vistas al modelo de regresión.

2.8.2. DISEÑO DE LAS SERIES FV.

La potencia de una serie fotovoltaica viene dada por el producto de la potencia individual modular por el número de paneles que componen la serie. Los diseñadores o instaladores caracterizan el inversor en función de la instalación FV disponible. Una de dos, o aproximan la potencia de la instalación con la del inversor o instalan inversores de 70%, 80% la potencia de la instalación para compensar la degradación modular temporal, y de esta manera, optimizar la parte económica.

El modelo utiliza el criterio de que la serie fotovoltaica se diseñe de tal manera que contenga el mínimo número de componentes para exceder mínimamente la potencia del inversor. Esta configuración aportó un factor de sobrecapacidad de 1.05 pu, por lo que se adoptó como el utilizado en los cálculos.

2.8.3. MODELO DE REGRESIÓN.

El modelo se basa en uno de los numerosos modelos de regresiones empíricos que han utilizado en la historia para relacionar la potencia generada con los parámetros meteorológicos pertinentes. Para asegurarnos de que una selección de sistemas FV representativa ha sido elegida, se creó el modelo en base a una serie de bases de datos públicas.

El número total de componentes considerados fueron 10018 módulos FV mono y poli cristalinos, 537 inversores con potencias nominales de entre 1 y 30 kW.

Las medianas de las potencias de los paneles FV y de los inversores fue de 234W y 4kW respectivamente.



El número total de combinaciones paneles-inversor fue de 5106 con una mediana del factor de sobrecapacidad de 1.05.

En estas combinaciones, se trabajó con niveles de irradiancia entre 0 y 1200 con saltos de $10\text{W}/\text{m}^2$ y con temperatura ambiente desde -10°C hasta 40°C con saltos de 5°C .

Los percentiles de error están limitados en 7% para la mayoría de estas combinaciones.

Las ecuaciones descritas en la tabla 19 nacen en base a los resultados de estos modelos.

2.8.4. FACTORES DE CORRECCIÓN/DISMINUCIÓN/DEGRADACIÓN.

De igual modo que el sombreado y el ensuciamiento reducen la irradiancia efectiva recibida por los paneles y por ello reducen la potencia generada, lo hacen otros factores como las pérdidas incurridas en el cableado, conexiones, mismatch...

El rendimiento modular, disminuirá con el paso del tiempo, por culpa de la continua exposición a radiación solar. Se estima, que anualmente, los paneles con células de silicio, se degradan un 0.5%. Esto también está relacionado con el LID, "light induced degradation" (degradación inducida por luz), que corresponde a una pérdida de rendimiento surgiendo en las primeras horas de exposición solar de los módulos cristalinos.



3.1. GENERADOR FV- CONTROL DE POTENCIA Y PROTECCIÓN.

Con el crecimiento de la instalación de plantas de generación FV y su consecuente impacto en las redes de distribución, los inversores están teniendo que funcionar a raíz de las demandas de la red. Por ello, es muy común, que los inversores estén siendo configurados según una serie de modos de funcionamiento que ajustan la potencia activa y reactiva liberada a la tensión o potencia demandada dentro de unos límites operacionales (IEC 2013).

	Variable	Descripción	Rango/Unidades
Variables de entrada	Modo	Modo de funcionamiento	Fp fijo, Volt-Watt, Volt-Var, fp-Watt
	PF	Factor de potencia del inversor	(0-1)
	V	Tensión deliberada por la red	V
	S_{stc}	Potencia del inversor en condiciones estándar	VA
	V_1, V_2, V_3, V_4	Valores umbrales de tensión para definir modo de funcionamiento.	V
De otros modelos	P_n	Potencia activa neta	W
Variables de salida	P	Potencia activa entregada	W
	Q	Potencia reactiva entregada	VAR
	K_{derate}	Límite potencia activa para el modo Volt-Watt	0.2 pu
	Q_{lead}, Q_{lag}	Limites potencia reactiva para el modo Volt-Var	VAR
	PF_{max}	Límite del factor de potencia para el modo PF-Watt	(0-1)

Tabla 22

Los modos de funcionamiento se basan en dos métodos.

Método directo: midiendo la tensión de la red y trabajando en respuesta.

Método indirecto: utilizando el factor de potencia de la red y trabajando en respuesta.

(42) Mode = Fixedpowerfactor :

$$P = \begin{cases} P_n & \text{if } P_n < S_{stc} \cdot PF \\ S_{stc} \cdot PF & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Q = P \sqrt{\frac{1-PF^2}{PF^2}}$$

(43) Mode = Volt – Var

$$P = \begin{cases} P_n & \text{if } Q^2 + P_n^2 < S_{stc}^2 \\ \sqrt{(S_{stc}^2 - Q^2)} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Q = \begin{cases} Q_{lead} & \text{if } V \leq V_1 \\ Q_{lead} \left(\frac{V_2 - V}{V_2 - V_1} \right) & \text{if } V_1 < V < V_2 \\ 0 & \text{if } V_2 \leq V \leq V_3 \\ Q_{lag} \left(\frac{V - V_3}{V_4 - V_3} \right) & \text{if } V_3 < V < V_4 \\ Q_{lag} & \text{if } V \geq V_4 \end{cases}$$

(44) Mode = Volt – Watt

$$P = \begin{cases} P_n & \text{if } V \leq V_3 \\ P_n \left(1 - (V - V_3) \frac{1-K_{derate}}{V_4 - V_3} \right) & \text{if } V_3 < V < V_4 \\ K_{derate} \cdot P_n & \text{if } V \geq V_4 \end{cases}$$

$$Q = 0$$

(45) Mode = PF – Watt

$$P = P_n$$

$$Q = P \sqrt{\frac{1-PF^2}{PF^2}}$$

$$PF = \begin{cases} 1 & \text{if } \frac{P}{S_{stc}} \leq 0.5 \\ 1 - \left(\frac{P}{S_{stc}} - 0.5 \right) \frac{1-PF_{max}}{0.5} & 0.5 < \frac{P}{S_{stc}} \leq 1 \end{cases}$$

Tabla 23

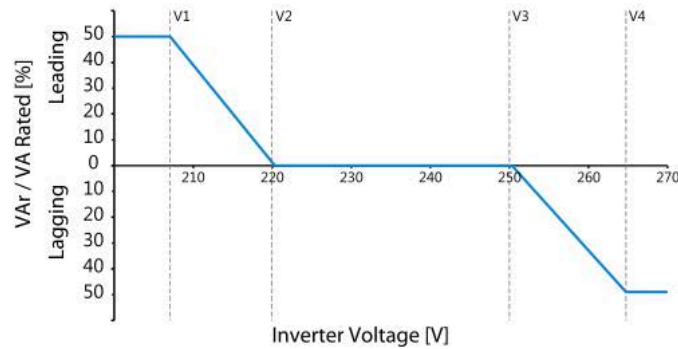


Fig 65- Explicación gráfica de la eq (43)

Modo fp fijo. Permite al inversor operar con un factor de potencia constante, típicamente (0.8-0.95) inductivo/capacitivo. Cabe reseñar, que los inversores de pequeña potencia, típicamente corrigen la potencia activa entregada a la hora de entregar reactiva para respetar la potencia aparente y prevenir problemas térmicos. Esto se lleva a cabo mediante la activación de la protección de sobrecarga y operando el inversor en un régimen sub-óptimo.



Modo Volt-Var. Controla el inversor para absorber o inyectar potencia reactiva dependiendo en los niveles de tensión del punto de inyección para apoyar a la red cuando lo necesite. El efecto de este modo de trabajo dependerá considerablemente en las propiedades de la red (ratio característica inductiva/resistiva).

Modo Volt-Watt. Reduce linealmente la potencia activa entregada por el inversor a mediada que el nivel de tensión aumenta antes de llegar al valor umbral de desconexión. Esta función afectará significativamente a la rentabilidad de la planta de generación si potencia activa está entregada continuamente. Esto es porque si la instalación FV actúa de tal manera que no genera corriente reactiva, el módulo de corriente generado es menor por lo que una menor cantidad de energía se perderá por calor, teniendo en cuenta que la sección de conductores será la misma.

También es importante saber a que tipo de red se le conecta la planta. Si conectamos la planta a una red radial, la cantidad de impedancia entre el punto de conexión y el punto de consumo, dictaminará la caída de tensión en la red y por tanto el potencial necesario en el punto de inyección. En función del potencial en ese punto, entregaremos una cantidad de potencia reactiva y/o activa.

Modo fp-Watt. Controla el factor de potencia operativo del inversor dependiendo de la potencia activa generada.

Por último, el inversor se deberá desconectarse de la red y finalizar el proceso de intercambio de potencia si la magnitud de tensión de la red está fuera de los límites operativos establecidos.

3. CONCLUSIONES.

Un modelo simplificado, Sol, ha sido desarrollado para el rápido cálculo de la potencia generada en un sistema FV representativo para su integración en red. Puede calcularse la potencia entregada en base a un modelo de cielo despejado o en base a datos meteorológicos reales como irradiancia global horizontal y temperatura.

El modelo se basa en ecuaciones existentes y reformuladas con el objetivo de encontrar, en un compromiso entre precisión y complejidad computacional la manera de representar correctamente este problema. Las ecuaciones reformuladas incluyen criterios para estimar la orientación óptima de un sistema FV, dado su emplazamiento, su modelo de turbidez de Linke, su sistema FV representativo basado en resultados de mas de 5106 configuraciones panel-inversor, considerando solo paneles mono y poli cristalinos .

El modelo ha sido validado utilizando datos meteorológicos de unos 2500 emplazamientos, mostrando un error de tan solo 6.4% para la mayoría de combinaciones.



CASO DE ESTUDIO: PARC SOLAR ELS VALENTINS

1. PUESTA EN ESCENA DEL PARQUE.

CARACTERÍSTICAS	PARTIDA ELS ANOLLS
Ubicación	Partida de Els Anolls - Ulldesona (Tarragona)
Potencia instalada	3.26 MWp (2.8 MW)
Módulos	Siliken SLK60P6L 224 Wp
Inversores	14 Tecnotrans de 100 kW 14 Siliken Electronics 100 kW
Superficie	6 Ha
Número de módulos fotovoltaicos	14560 módulos fotovoltaicos
Ratio	1430 kWh/kWp
Energía anual generada	4663859.2 kWh
Toneladas de CO_2 equivalentes	3750 Tm
Consumo doméstico equivalente	610 habitantes/año
Parque promovido por	Siliken Energy, S.L.U.
Ingeniería realizada por	Siliken Energy, S.L.

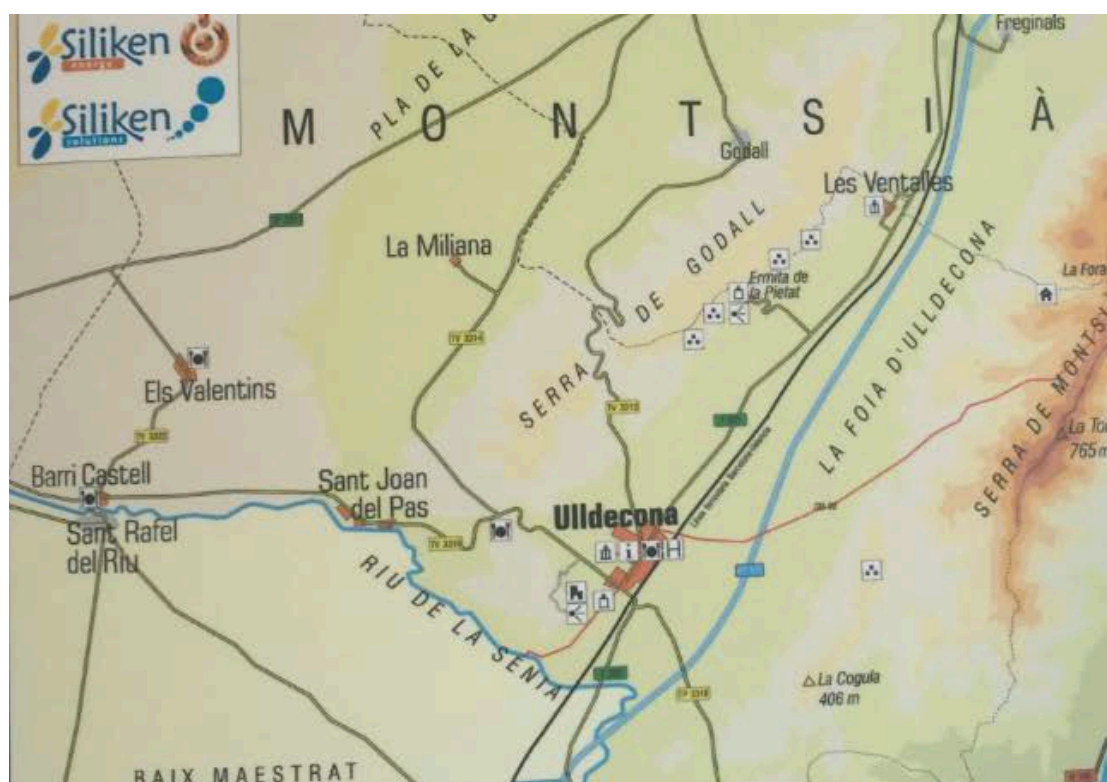


Fig 66- Situación del parque



1.1. INFORMACIÓN GENERAL.

El parque cuenta con 14500 paneles capaces de alimentar 700 viviendas, lo que equivale a una población de unos 6000/7000 habitantes.

La potencia instalada es de 2.8MWn repartida en parcelas de 100kWn, repartidas en función de la participación de los inversores, por lo que el parque dispone de 28 inversores con sus correspondientes 28 transformadores ubicados en las casetas.

Hoy en día, es fácil disponer de equipos de 0.5MW, 1MW por lo que una planta de estas características tendría 4/3 elementos de transformación en vez de tener 28 dado la mejora incurrida en simpleza de operación y mantenimiento.

La potencia instalada debía haber sido de 3.2 MW originalmente. Esto no fue así, dada que por culpa de la existencia de unos olivos centenarios en la periferia del parque, el ayuntamiento prohibió su arrancamiento, por lo que la propiedad disponible tuvo que ser limitada. Esto implicó el sacrificio de 3 sistemas (3 parcelas de 100 kW).

Medioambiente analizó con lupa las condiciones de instalación del parque dado que esta tierra es cercana a otras pertenecientes a la cuenca del río Ebro. Esta institución, obligó a que en la valla perimetral de un lado del parque hubiera que plantar flora autóctona (enebros, falsas pistacheras, coscoja etc.). Obligó también a que en el fondo del parque se habilitase una pequeña área verde con flora de la zona, limitando a 70 kW un sistema inicialmente planteado en 100kW.

La inversión de este parque fue cercana a los 25 millones de euros. Hoy por hoy, este mismo parque, costaría 3 millones de euros. Entonces, un panel fotovoltaico costaba 700 euros, precio muy superior al actual (200/150 euros).

Una parcela de 100kW costaba unos 600.000 euros, lo equivalente al precio acumulado de 520 paneles, un inversor, sus losas de hormigón, la estructura...

Entonces, el estado subvencionaba un 30% y aportaba una prima de 0.46 céntimos el kW/h producido. Como hemos visto en apartados anteriores, tras el recorte de primas, la legislación ha incurrido significativamente en la bajada de la rentabilidad y por lo tanto en el interés de instalación de parques FV.

Los paneles tienen una inclinación de 32°. Por la latitud de la ubicación, se determina, que 32° es la óptima para maximizar la generación de energía anual.



Fig 67- Plano cableado baja tensión. (Adjunto como anexo)

Los edificios verdes contienen a los inversores, hay 4 (7 inversores por edificio verde). Mientras que los edificios rojos albergan los transformadores elevadores. 13 losas de hormigón que albergan dos series por losa, que supondrían un sistema de 100kW. De cada una de las parcelas, se busca el camino más corto hasta el inversor para optimizar el coste en cableado y minimizar pérdidas de transporte. La instalación actual no es la óptima porque inicialmente, se propuso que cada parcela de 100 kW tuviese su inversor correspondiente en una zona cercana. El problema fue que como se vio que las casetas podrían estar cerca de las vallas, el ayuntamiento dijo que el ruido de los inversores en esta configuración podría molestar a los vecinos, por lo que lo centralizaron ahí. Esto provocó ciertos problemas de sombras sobre algunos paneles por lo tanto no todas las parcelas tienen las mismas condiciones.

La topología de poner las casetas de inversores y centros de transformación en el medio, se daría cuando existiesen 2/3 grandes inversores, pero en este parque, que es propiedad de varios inversores, es muy peculiar que no se haya dicho que cada parcela de 100kW tenga su propia caseta, para salir ya desde ahí en media tensión y tener menos pérdidas. En cambio, según esta construido, el transporte de energía en baja tensión de continua se realiza a lo largo todo el trayecto hasta el centro del parque para luego elevar la tensión hasta MT.

La instalación de continua del parque funciona de forma radial.

Obviamente, hay que tener bien atado el problema del sombreado.

En invierno, a las 15.00 el panel superior de una serie tapa completamente el panel inferior de la serie de atrás, es decir, la serie queda anulada. Mitad del parque apagado.



Fig 68-Sombreado invernal.

Mediante un cálculo de un performance ratio, que básicamente es la razón entre el output teórico de energía con la real, se puede saber qué sistema (parcela de 100 kW) del parque está funcionando debidamente y cual no. En un día soleado, un performance ratio óptimo medio es uno del 83%. Por lo que la parte del parque que no esté dando un PR de 83% puede tener algún problema.

Los factores afectan el performance ratio son los siguientes:

- La suciedad de los paneles: Que no están muy limpios. Una empresa cobra 6000 euros por la limpieza de los mismos durante una semana y media de proceso, que claramente es un precio desorbitado por lo que se toma la decisión de esperar a que llueva. El problema: a fecha del 2/02/2016 había pasado 70 días sin que lloviese (siendo invierno).

Se juntan muchos factores:

Es la temporada de la oliva y hay muchos estorninos, pájaro de la zona, que comen olivas que contienen aceite lo que provoca que estos defequen y ensucien los paneles.

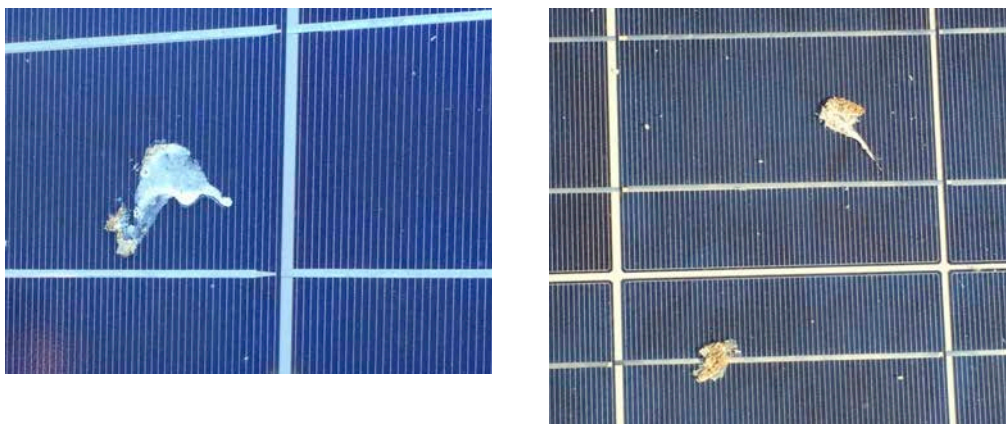


Fig 69- Ensuciamiento de paneles por culpa de aves migratorias.

Los agricultores de la zona que queman rastrojos, arrojan ceniza al aire que luego irá a depositarse en los paneles. Si estos paneles estuviesen en una zona industrial, habría mucha grasa en el ambiente, mucho humo industrial creando una película grasienta en los paneles.

- La temperatura: en verano, por efecto Joule se pierde mucha energía dado que por calentamiento los paneles pueden estar a 60°C y esto hace que el PR baje.

Cada losa tiene dos series. Una encima de la otra. Losas numeradas.

Los inversores tienen una tensión de trabajo, en este caso, 800V. Si cada panel tiene 36V, para hacer una serie, unimos 20 paneles (=700V (tensión de trabajo)). Unimos series en paralelo para sumar las intensidades. La potencia es de 4.5kW/serie. Cada placa genera unos 8A.

A nivel de células dentro de un mismo panel: El mismo concepto sigue existiendo. Estas células tienen muy poca tensión, unos 0.5V por lo que habrá que disponer 62 en serie hasta llegar a los 36V del panel.

Cada panel tiene unas 60 células. Cada célula tiene dos buses soldados con la parte inferior de la célula contigua.



Fig 70-Agrupadora de series.

Hay cajas primarias, y cajas secundarias agrupadoras de series (*stream box*).

Nos llegan 4 series con sus 4 positivos que pasan por su fusible correspondiente, el cual actúa como protección frente a sobre intensidades.

Mantenemos la tensión de la unión de estos 20 paneles (700V) que configuran una serie y al conectarla en paralelo, con las demás series que constituyen una parcela, en total, sumando sus aportaciones de corriente, el inversor de recibirá unos 80 amperios.

Tenemos una agrupadora en una losa si y en una losa no, de manera que cada agrupadora agrupa las series de las dos losas, 4. Agrupando de 4 en 4.

En este parque contamos paneles con potencias de 214, 217, 220, 224, 230, 232, 233, 235, 240, 242, 245W y de tipos mono y policristalino. Todos los paneles deberían ser de misma potencia.

En la actualidad, las compañías que fabrican los paneles, los venden con una precisión en cuanto a potencia de +3% mientras que hasta hace unos años los vendían con +-5%. Dado que los paneles de la planta se adquirieron cuando estaba en vigor el +-5%, las personas encargadas de montar el parque no sabían exactamente que potencia tenía cada panel por lo que procedieron al montaje erróneo de las series dado que todos los paneles de una misma serie deberían de tener la misma potencia. Esto afectó y afecta al seguimiento del punto de máxima potencia de nuestra instalación (PMP).



Lo que pasa al montar una serie con variaciones de potencia por panel, es que la curva IV de la agrupación va a disponer de máximos locales, entonces, el MPPT no será capaz de emplazarse con exactitud en el punto real de máxima potencia.

1.2. CONTROL Y MANTENIMIENTO.

El parque tiene instalado un sistema de seguridad que dispone de cámaras infrarrojas. Una cámara vigila a la otra haciendo un circuito cerrado. Nadie puede robar o manipular una cámara sin ser detectado por la otra.

Se utiliza un software que se asemeja al de los sistemas de alta seguridad. En realidad funciona con una regla de 3, en base que si una persona a 20m de la cámara mide tanto y a 10m tanto, a la distancia que sea, se podrá saber su tamaño para determinar cualquier tipo de presencia durante unas horas no previstas. El sistema solo actuará con volúmenes proporcionales al de una persona. Será capaz de distinguir animales de las personas sea cual sea la distancia de estos con la cámara.

El mantenimiento del parque se basa principalmente, en la limpieza, reposición de fusibles, tratamientos silvícolas y en el control de la hierba para que no crezca demasiado y pueda crear sombras. En el parque se usa fitosanitarios que es una barra de herbicida que se aplica mediante boquillas a una altura de 30cm para no mojar a los paneles y dañarlos.

Con una radiación dada, si un sistema te da un PR de 80% en vez de 83% significa que algo le pasa a ese sistema. Hay 26 series. Si se divide el 100% de las 26 series obtienes que un 3% aproximadamente es la aportación series, o sea, de ese 100% un 3% es una serie, por lo tanto, si todas sacan un 82% y hay una que saca un 78% es un 4%, algo le pasa a esa serie. Normalmente, esto viene dado por un fusible fundido. Cada serie tiene su positivo y negativo por lo tanto, su fusible positivo y su fusible negativo.

Luego, el cableado es otro elemento de mantenimiento que por culpa de los roedores (conejos, liebres...) se ve dañado frecuentemente. Se podrían proteger los cables, pero eso encarecería la instalación.

Los cables, están sujetos con bridas que por culpa de las altas temperaturas veraniegas, colapsan y hay que reponerlas.

El problema principal son los fusibles que por culpa de su elevado precio (9 euros por fusible) incurren gravemente en el coste de mantenimiento de la instalación. Se estudia que proporción de fusibles se estropean por sectores. Se estropean por culpa de la fatiga térmica. Los ciclos térmicos de calentamiento y enfriamiento



hacen que cada vez decrezca su capacidad de 10A llevándolos a la fusión en condiciones de corriente nominales.

1.3. CONSTRUCCIÓN.

Allanado del terreno. Por culpa del encarecimiento del proyecto, el allanado no se realizó con motoniveladora. Esto hizo que no fuera completamente plano, es más, el parque tiene unas ciertas ondulaciones que acabaron dificultando el montaje. Es preferible contar con un terreno llano dado que sino, diferentes paneles contarán con misma inclinación respecto al suelo pero diferentes alturas respecto a la horizontal. Esto hace que cuando hay fuertes corrientes de viento, algunos paneles podían verse arrancados o levantados. En consecuencia, se pasó medio año revisando las estructuras construidas sobre ondulaciones y intentando repararlas para que quedasen bien sujetas.

Construcción de las losas. Medioambiente obligó a que no se pudiese hacer cimientos. La estructura que sujeta las series de paneles, está agarrada a la losa por la parte delantera y trasera. Hay sitios que solo usan una hilera para la parte delantera y no tienen que gastar tanto hormigón.

El parque no está construido con un nivel de inclinación del 0% lo que hace que una parte se esconda en la loma, cosa que al atardecer, cuando el sol se pone por el oeste, los paneles más cercanos a los olivos se vean afectados negativamente por las sombras de estos árboles.

Para reducir las sombras habría que incrementar la separación pero para ello habría que disponer de más terreno por lo que hay que llegar a un compromiso de separación.

Por culpa del viento, se hormigonó partes intermedias. Hay viento de cierzo del valle del Ebro de 120/130 km/h. Medioambiente dijo que no se podían poner las losas enterradas por eso pusieron un plástico que actuaría como molde. Con maderas hacían los rectángulos para darlas forma y a continuación, introdujeron mallas metálicas.

Todo está hecho así para que si dentro de unos 40 años el parque está obsoleto y hay que desmontarlo, pues quitarían el hierro y una retroexcavadora vendría y se llevaría las bolsas por delante. A la hora de retirar la instalación FV, uno está obligado a dismantelar y dejar el terreno tal y como lo encontró.



El repartimiento. Se repartían los paneles por losas y series. Se tardó aproximadamente unos 6 meses en la construcción del parque. Se construyó el mismo, a unos ritmos de trabajo muy elevados. La fecha límite de montaje del parque era Septiembre de 2008. Si no se llegaba al “plazo de entrega” de Septiembre de 2008, se perdería la prima de 46 céntimos por kW/h.

A partir de entonces, empezó la bajada de la fotovoltaica.

Todos los parques a medio construir de España en esa época, estaban trabajando muy exhaustivamente para completar la construcción previo a la supresión de las primas, dando lugar a fallos y errores conceptuales en la construcción de los parques.

El conexionado. El color del positivo sería el rojo (casi siempre) y el del negativo el negro. Para su conexión en serie, el negativo con el positivo del anterior y así sucesivamente hasta que en el extremo de las 20 placas tengamos el positivo y al otro extremo el negativo. Traemos el negativo con un cable de algo más de sección, unos 10 mm (sección del cableado de 6mm).

Las dilataciones. Hay distintos materiales; la estructura de los paneles es de acero galvanizado y el marco es de aluminio por lo que el contacto no es del todo bueno dado que no son los mismos materiales y por ello cuentan con distintas propiedades mecánicas y térmicas. Consecuentemente, las dilataciones por culpa del calor, no eran homogéneas y fue necesario instaurar un sistema de galgas. En verano, la heterogeneidad de las dilataciones, puede ser bien apreciada mediante crujidos a raíz de los ciclos de expansión contracción de los materiales. En teoría debería de haber habido 3mm de espaciado entre bandas mientras que habrá unos 6mm.

Hubo que poner un conexionado a tierra con la estructura y los marcos debido a que no tienen la misma conductividad y de no haberlo hecho, las corrientes en algún cortocircuito podrían no tomar el camino de a tierra que nosotros queríamos.

1.4. SILIKEN.

El parque lo construyó una empresa llamada Siliken. Siliken, situada en Valencia, se encargaba de hacerlo todo, desde la fabricación de paneles solares hasta el servicio de mantenimiento.

En este parque podremos apreciar que, desgraciadamente, hay instalados diferente tipo de células solares, poli y mono cristalinas.

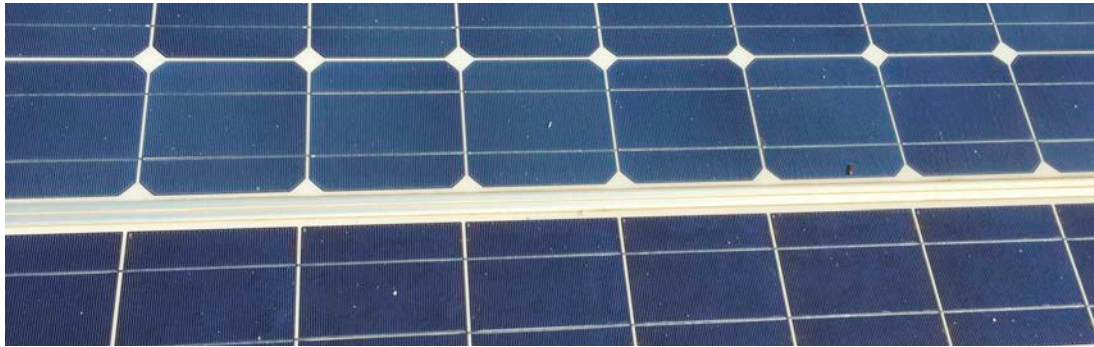


Fig 71- Mezcla de tipos de células solares.

Cuando Siliken estaba asentada en el mercado, el boom de la fotovoltaica se acabó. Se acabaron las primas, lo que llevó al cierre de la empresa. No sin antes haber acabado con un panel definitivo, el policristalino de hasta 300W que era de 2mx1m.

Siliken se encargaba de hacer parques solares con 5/6 departamentos (instalación y mantenimiento de inversores, construcción y diseño de parques solares, diseño de paneles...)

Previo a la suspensión de pagos y por lo tanto su consiguiente liquidación, Siliken se había extendido a Rumania y a China.

Por suerte, unos 5 años después de la instalación del parque, una ingeniera alemana alegó que los paneles se encontraban en buenas (única garantía ofrecida tras la desaparición de Siliken).

2. ANÁLISIS DE DATOS.

El principal objetivo de el estudio realizado es ser capaces de sacar conclusiones válidas a raíz de un contraste entre los datos de producción reales del parque fotovoltaico Els Valentins y los datos de producción obtenidos a partir del modelo previamente descrito SoL.

No obstante, es de considerable importancia el estudio y el análisis de estos mismos datos por si solo. Ver cualquier tipo de relación o de situación anormal, que contrastada con otras fuentes de información acerca del parque, nos pueda ilustrar para poder sacar alguna conclusión previa al contraste con el modelo.

Para esto, es necesario utilizar los datos de producción del mismo parque ya que muestran los resultados obtenidos y registrados por el mismo SCADA del parque. En otras palabras, son los datos que nacen directamente de la fuente.

Cabe recalcar, que los datos de producción nacen a partir de unos datos meteorológicos registrados. Estos últimos, son de vital importancia ya que es con estos con los que podremos obtener los datos de producción del modelo. Por lo tanto, deberían ser también analizados.

El próximo análisis existe gracias a la obtención de estos datos conseguidos durante una visita a la planta realizada los días 2 y 3 de Febrero de 2016 y gracias al contacto con el operador y encargado de mantenimiento de la misma planta.

Allí, obtuve los datos del propio SCADA y de los propios archivos de la misma planta.

Tanto datos meteorológicos como datos de producción fueron recabados. A partir de datos mensuales extraídos de diversos años, se agruparon, organizaron y plasmaron en diversos programas informáticos para poder trabajar con ellos.

Solo pudimos disponer de los datos meteorológicos de los años 2013 y 2014 y no 2015 y lo que llevábamos de 2016 por lo que para poder hacer luego un contraste válido entre el modelo y los datos reales, nos centraremos en lo que ocurrió durante los años 2013 y 2014. Siendo esta cantidad de años mayor que una hace que cualquier condición meteorológica peculiar ocurrida durante alguno de estos dos años no afecte la validez de nuestros resultados.



Fig 72-Visita al parque fotovoltaico Els Valentins.

A la hora de hacer el análisis de estos datos, es bueno establecer una serie de objetivos iniciales (a ampliar a posteriori) que puedan servir de orientación.

El principal interés de este análisis es cualquier cosa que pueda afectar al rendimiento de la instalación. Ya sea el rendimiento de la instalación global o el rendimiento de alguna de sus parcelas.



Contrastar la producción de 2013 con la de 2014 y ver sus diferencias. Ver si estas diferencias son achacables solo a las condiciones meteorológicas o vienen dadas por algún tipo de factor interno.

Sería interesante saber como de homogénea es la producción de las parcelas, es decir, ya que todas están dotadas de la misma potencia nominal de 100kWn, todas deberían tener una producción prácticamente idéntica, y si no es así, que causas pueden ser las que estén haciendo que esto no pase.

Así como estudiar como varía o si existe una diferencia entre estos límites máximos y mínimos y como se desarrolla en función del tiempo o si tiene algún valor a destacar en ciertas fechas. Si incrementa o disminuye en ciertos momentos o dependiendo de que parcela...

De igual importancia sería descubrir cual de las 28 parcelas proporciona la producción máxima y cual proporciona la producción mínima. De ahí, habría que estudiar y sopesar que razón o razones pueden estar llevándolas a ello. Razones como: cercanía al inversor (que indicará si las pérdidas por transporte son significativas), cercanía a la línea perimetral (que indicará si algún factor externo puede afectar a la parcela), composición de la misma parcela (nivel de homogeneidad del tipo de paneles o de la potencia de los mismos)...

Estudiar si alguna parcela da algún bajón en el nivel de producción en un momento temporal concreto o aleatorio...

Será muy importante contrastar estos resultados sobretudo con el plano que muestra como está configurada la planta en términos de cómo están distribuidas y donde están sus parcelas, partiendo de la premisa que todas tienen la misma inclinación y orientación.

2.1. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

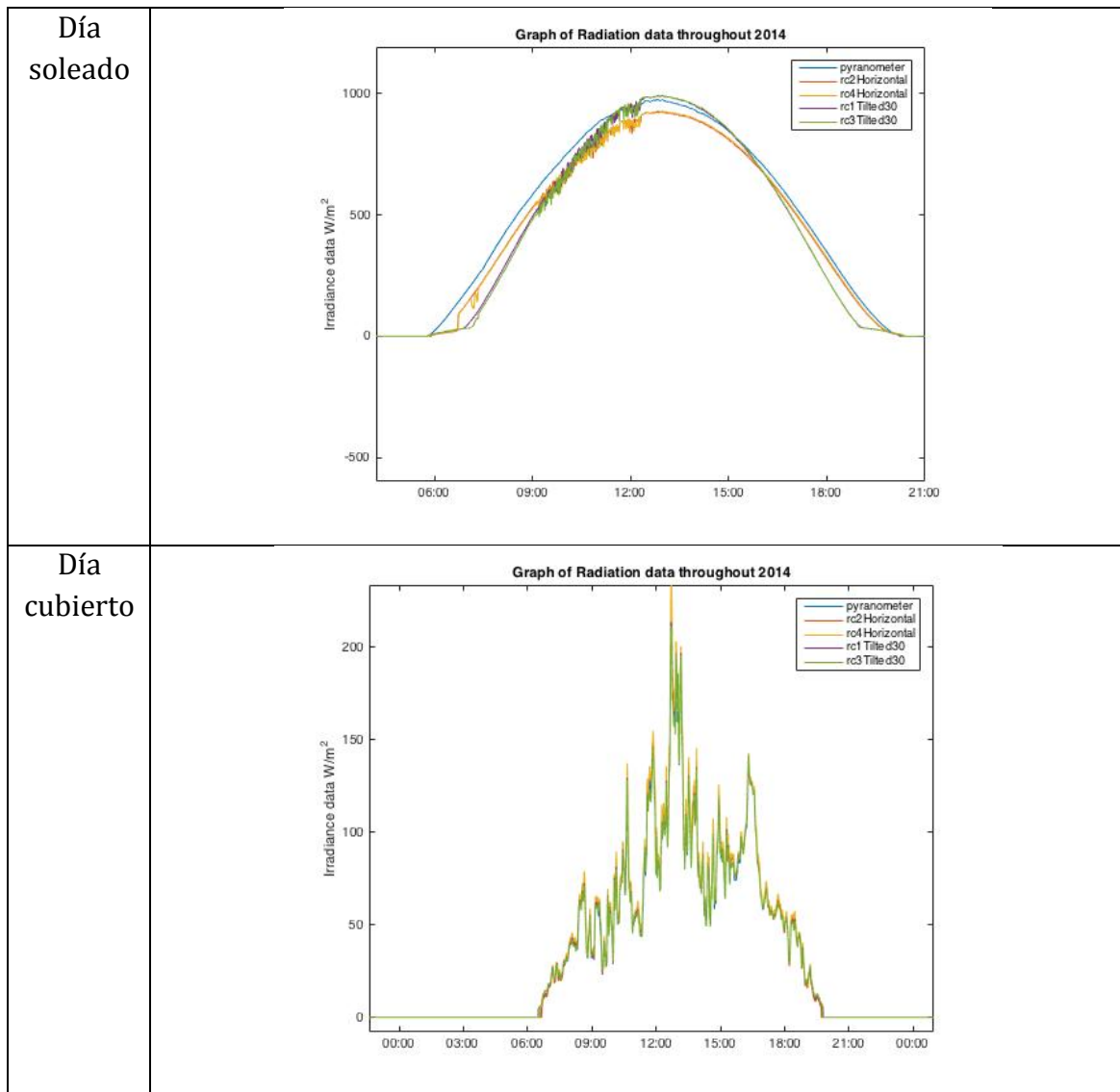
2.1.1 DATOS METEOROLÓGICOS.

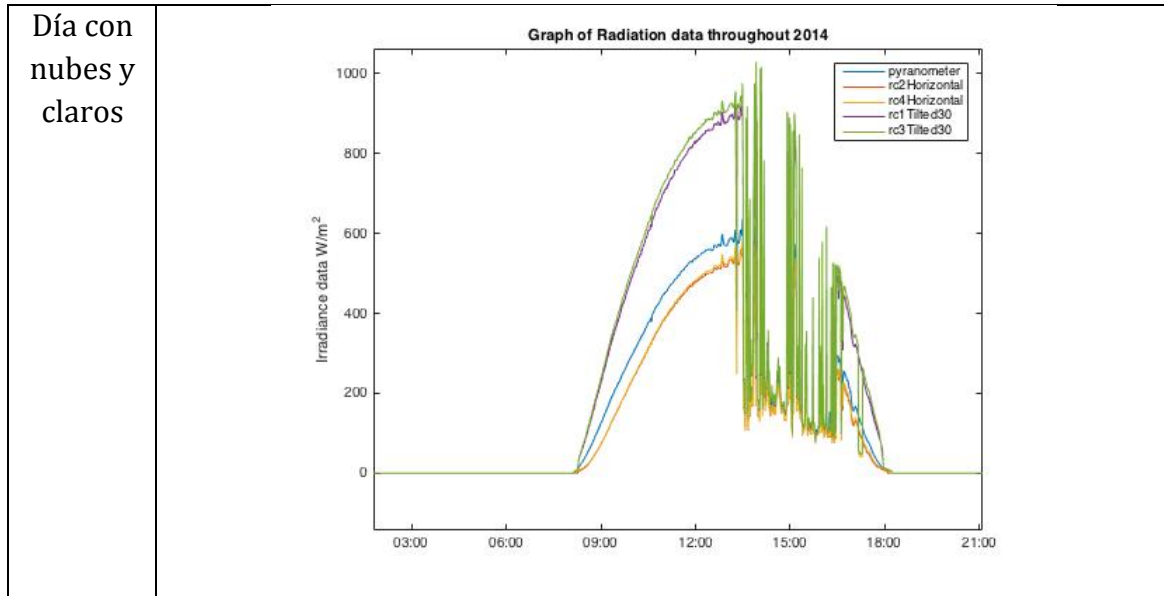
Los datos meteorológicos fueron presentados de manera mensual y bajo una escala temporal minutal. Luego, se agruparon de tal manera que pudiésemos contar con los datos anuales de 2013 y 2014. Dispusimos de datos de humedad, dirección y magnitud del viento predominante, radiación incidente y temperatura de célula. Los datos de radiación y de temperatura de célula se midieron con un sensor de radiación solar (INGENIEURBÜRO Si-420TC-T-K). Pudimos contar con 5 aparatos de medida para medir la radiación incidente; 1 piranómetro, y 4 sensores de radiación solar. Los sensores de radiación se dispusieron de dos formas distintas; 2 se dispusieron de forma horizontal y los otros dos inclinados con la misma inclinación que los paneles. Dos parejas de sensores horizontal-inclinado en diferentes puntos del parque.

-Irradiancia solar

Dado que las gráficas de radiación presentan una apariencia complicada en una escala temporal anual, mostraremos ejemplos de días soleados, cubiertos y días de sol y claros.

La apariencia de estos días es similar independientemente del año.





La leyenda nos ilustra con el color de los diferentes datos de irradiancia. En azul, aquellos medidos por el piranómetro. En rojo y en amarillo, aquellos de los sensores horizontales y en verde y morado, aquellos de los sensores inclinados. Podemos apreciar que los datos que muestran siempre una mayor irradiancia son aquellos que son azules y verdes, demostrando así la utilidad de inclinar los paneles para maximizar la captación solar.

- *Evolución de temperatura de célula.*

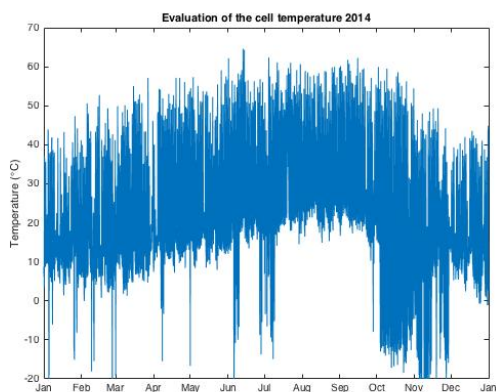


Fig 73- Evolución temperatura de célula durante el año 2014.

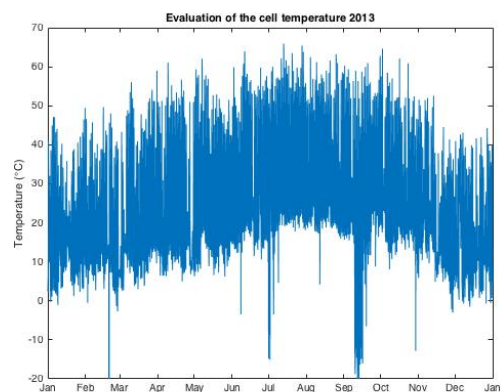
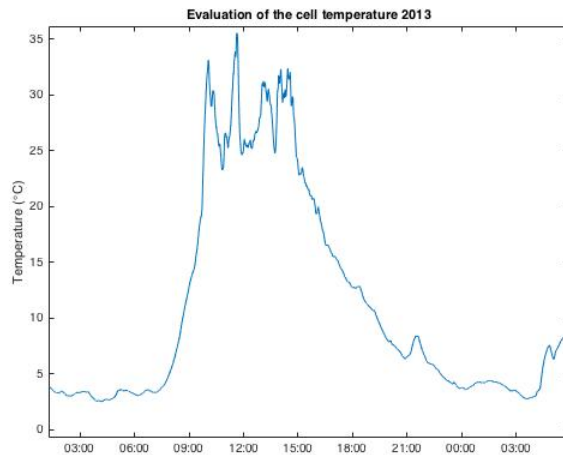


Fig 74- Evolución temperatura de célula durante el año 2013.

De aquí podemos apreciar que el sensor no está bien calibrado. Estos cambios de temperatura en momentos tan repentinos están causados por las corrientes de viento incidentes, que absorben o aportan calor de o a la célula. Dado el encapsulamiento de la célula, la transferencia de calor de la misma con el exterior sería a un ritmo mucho más

gradual, pero a raíz del desajuste del sensor, vemos como el efecto se ve magnificado. Por lo tanto, los datos a corto plazo no son muy fiables. Haciendo un ajuste de estos datos para eliminar las grandes fluctuaciones y acercarlos a su valor medio, incrementaría su fiabilidad.



De todas maneras, de aquí podemos obtener información útil. Vemos que las células rondaron una temperatura máxima alrededor de los 60°C durante las épocas más cálidas del año. Temperatura, que debido a su magnitud, afectará negativamente al rendimiento de las células.

2.1.2 DATOS DE PRODUCCIÓN.

En primer lugar, previo a analizar homogeneidades entre los niveles de producción o determinar puntos fuertes y puntos débiles, sería correcto analizar y vislumbrar la producción mensual global.

Para ello, un buen punto de partida sería refrescar la configuración del parque. La planta fotovoltaica está compuesta de 28 parcelas o sistemas de 100kWn de potencia nominal, componiendo así una potencia nominal global de 2.8MWn. Cada parcela o sistema está compuesta de 26 series de paneles. Cada serie está compuesta por 20 paneles, por lo que por consiguiente, cada parcela tendrá unos 520 paneles. Contamos con una excepción. La parcela 13 solo tiene 16 series, conteniendo 20 paneles cada una, un total de 320 paneles.

Desafortunadamente, contamos con diferentes tipos de paneles en alguna serie. La mezcla de paneles monocristalinos con paneles policristalinos afectará al rendimiento global de la serie. Así como contar con paneles con diferentes potencias que van desde los 220 a los 245W (220/224/227/230/233/235/240/245)W hará que no estemos explotando al máximo la capacidad de algunos.

Los paneles se obtuvieron en una época en la cual, la tolerancia variaba entre $\pm 5\%$ mientras que ahora, contamos con tolerancia positiva de $+3\%$. Esto hace que ahora

podamos estimar valores menores de producción de lo que realmente obtendremos mientras que cuando este parque se creó, podremos hacer estimaciones de producción mayores que los valores reales obtenidos.

Todos los paneles cuentan con la misma inclinación y con la misma orientación, el problema, es que debido a la imposibilidad de haber allanado el terreno a la hora de su construcción, contamos con un terreno con orientaciones. Consecuentemente, no todos los paneles están alineados sino que algún grupo de ellos reproduce las ondulaciones del terreno sobre el que están asentados.

Los paneles que componen una misma serie están cableados con cable de una sección de 6 mm^2 mientras que las series están interconectadas con cable de 10 mm^2 .

Cada parcela de 100kWn está conectada a su propio inversor de 100kW . Los inversores no están centralizados en cuanto a sus respectivas parcelas, por lo que de cada parcela se busca el camino más corto hacia el inversor con el objetivo de minimizar pérdidas.

De nuevo, contamos con una condición no óptima, que es la heterogeneidad de inversores. Las parcelas 1 hasta la 14 están conectadas a inversores del tipo BONFIGLIOLI Vectron RPS450 de 100kW , mientras que las parcelas 15 hasta la 28 están conectadas a inversores del tipo SILIKEN SE 100i también de 100kW .

Partiendo de estos conocimientos que nos servirán de punto de partida para el consiguiente análisis obtenemos:

-Datos de producción mensuales (kWh) para 2013 y 2014:

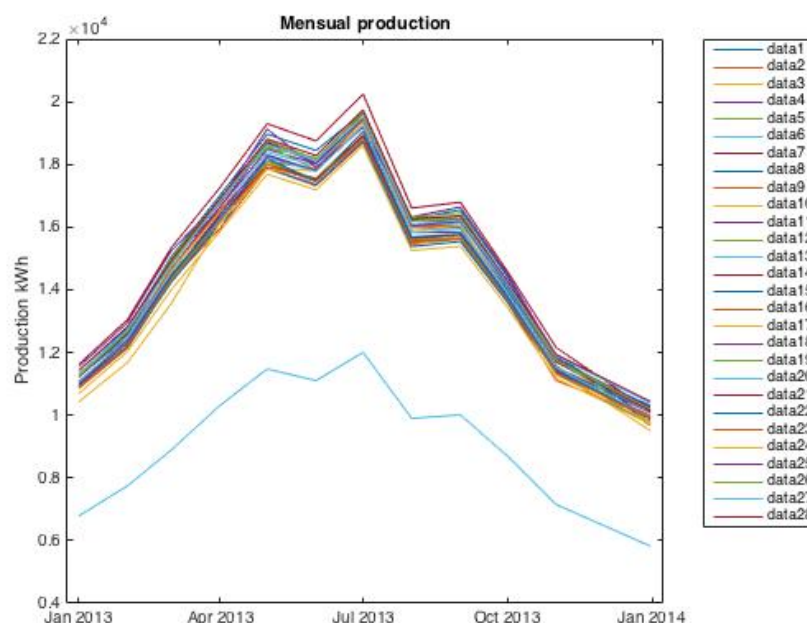


Fig 75- Producción mensual durante el año 2013.

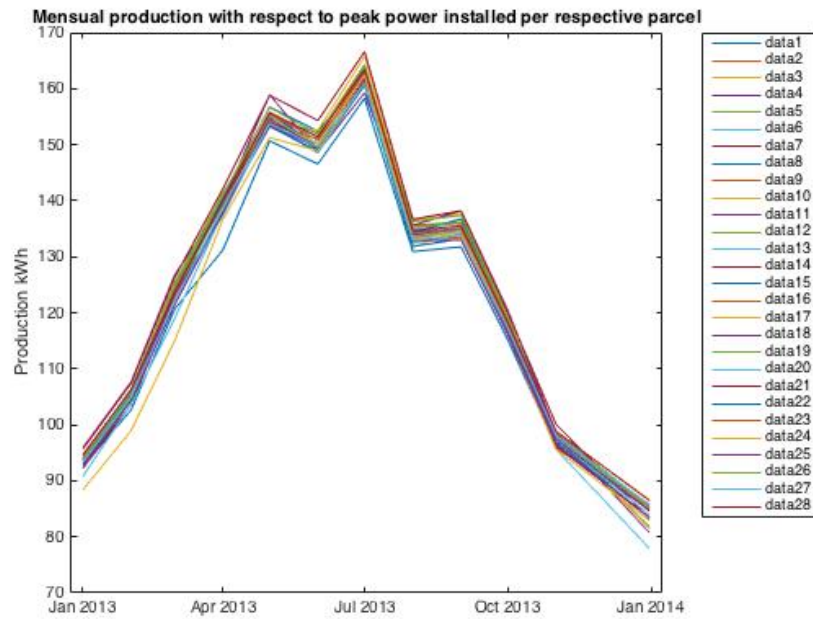


Fig 76- Producción mensual relativa durante el año 2013.

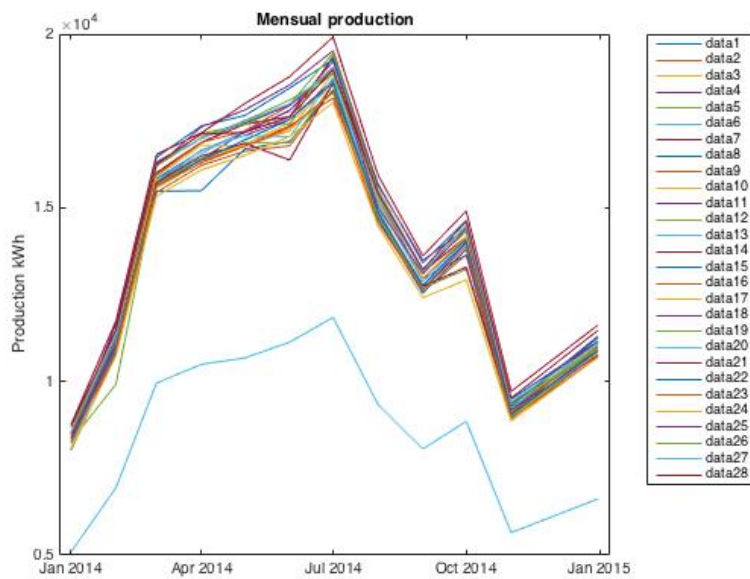


Fig 77- Producción mensual durante el año 2014.

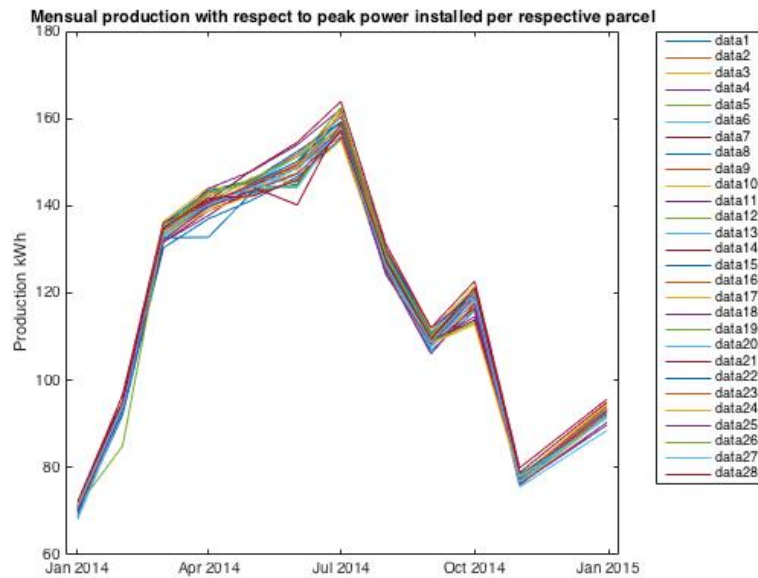


Fig 78- Producción mensual relativa durante el año 2014.

Aquí se ve evidenciado que la excepción del parque es la parcela numero 13 con menor potencia instalada que el resto. Aún así, se sigue comportando igual que las demás. Es igual de eficiencia pero a raíz de que su potencia instalada es menor, su producción es por tanto menor.

Podemos apreciar también que el 2013 fue un año mas productivo. Sus condiciones climatológicas tanto de radiación como de temperatura hicieron que la productividad fuese mayor.

-Performance ratio:

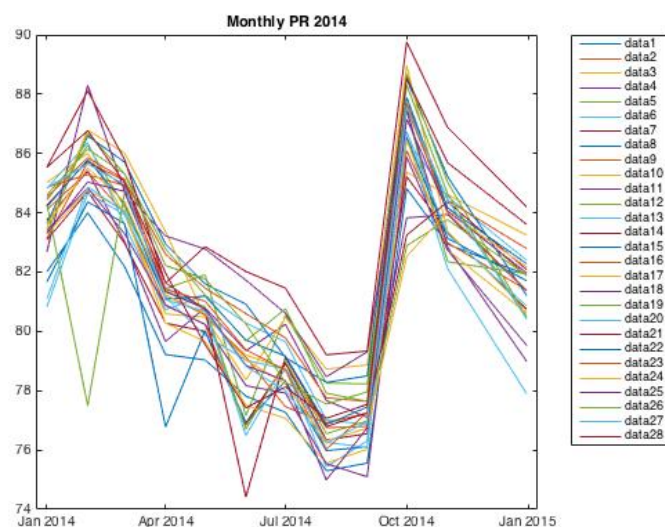


Fig 79- PR 2014.

A la hora de analizar el PR, seleccionamos solo los datos de 2014 dado que los de 2013 no han sido considerado como válidos por un error en el cálculo del propio sistema informático.

Destacan 3 picos de *performance ratio* anormalmente bajos. Estos corresponden a la parcela 19 en Febrero 2014, a la parcela 15 en Abril 2014 y a la parcela 21 en Junio 2014. Vienen dados por fusión de fusibles; a ser reemplazados por el operador de la planta.

Se puede apreciar una disminución conjunta del PR de Febrero a Septiembre atribuible al aumento de temperatura ambiente, por lo tanto al calentamiento de las células y consecuentemente al descenso de rendimiento.

-Homogeneidad de producción:

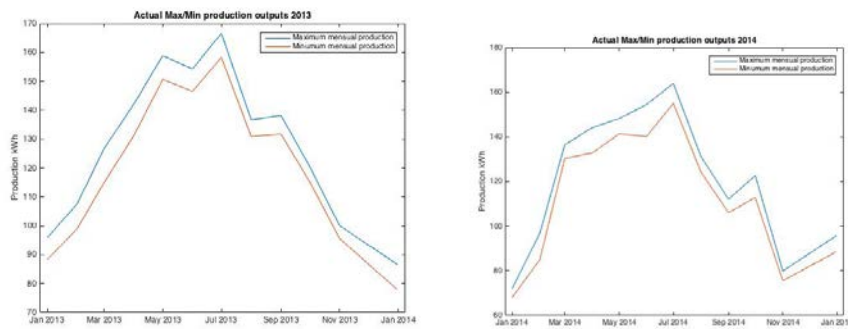


Fig 80- Producción relativa máxima y mínima del año 2013 y 2014.

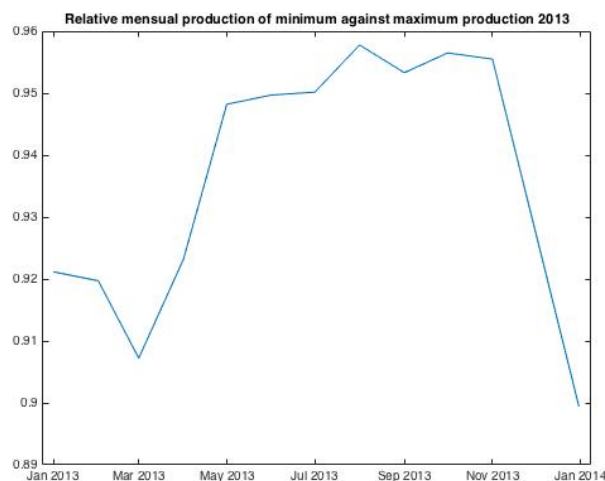


Fig 81- Producción relativa mínima en función de la producción máxima del año 2013.

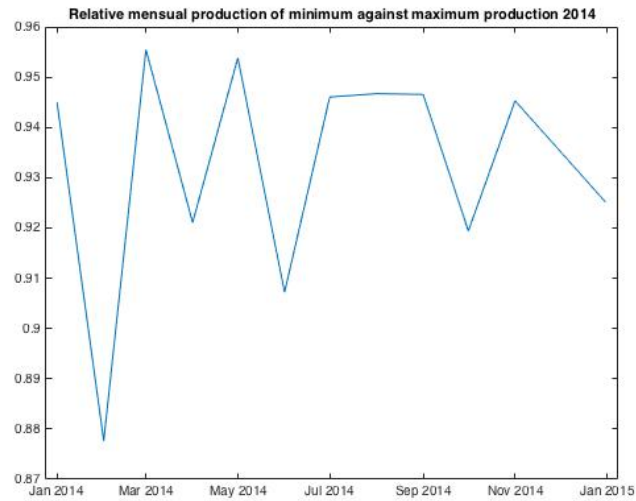


Fig 82- Producción relativa mínima en función de la producción máxima del año 2014.

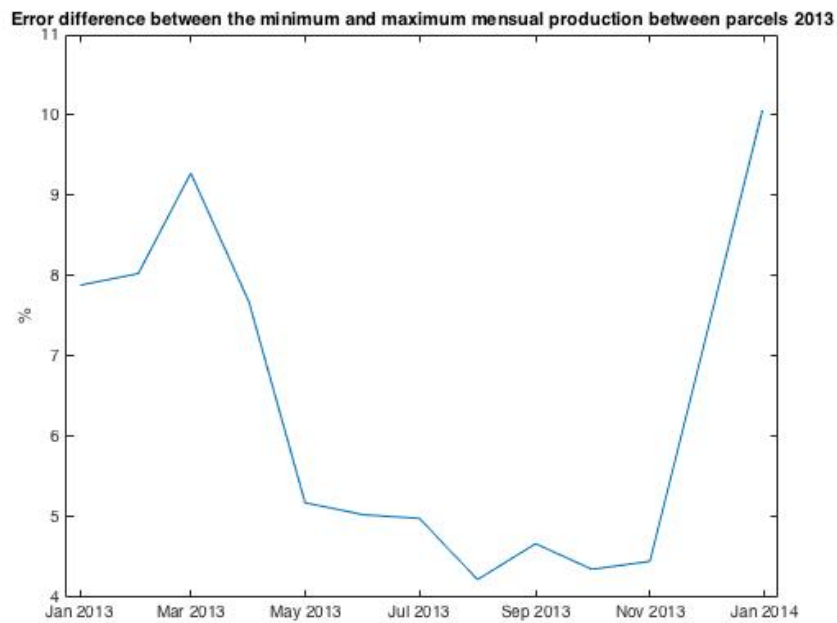


Fig 83- Diferencia porcentual entre producción máxima y mínima de 2013.

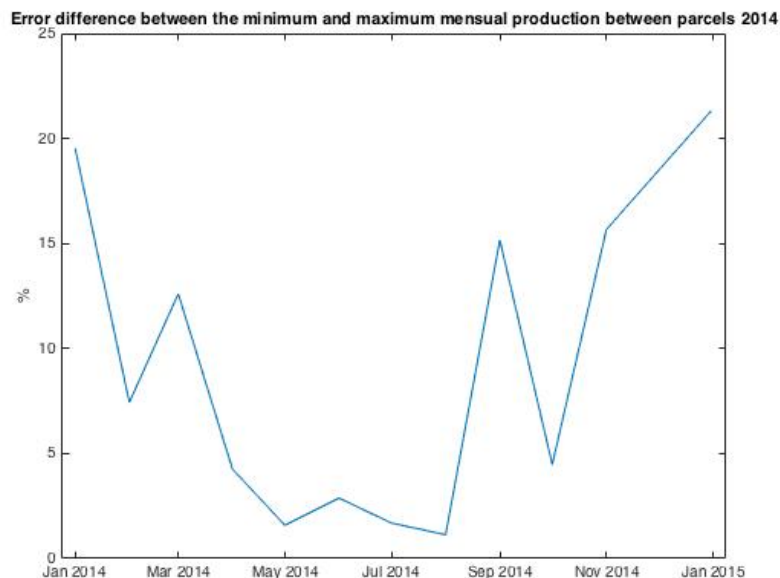


Fig 119- Diferencia porcentual entre producción máxima y mínima de 2014.

Podemos apreciar que la producción es bastante homogénea. Cabe destacar las grandes diferencias entre el año 2013 y el 2014. Mientras que el valor máximo de diferencia porcentual en 2013 fue de 10%, en 2014 alcanza aproximadamente el 22%. Así como destacar que la magnitud de los mínimos, en comparación con la producción máxima, fue mucho mayor en 2014 que en 2013. Teniendo en cuenta que la producción de 2013 fue mayor que la de 2014 y fue más homogénea, se puede concluir que el 2013 fue un año mas favorable.

Como se ha discutido previamente, son muchas las condiciones que a lo largo de un mes pueden afectar a la generación de un sistema o parcela. Ya sea fusión de fusibles, sombreado en función de la época del año, suciedad, malas condiciones climatológicas... Lo importante, es intentar buscar una relación concluyente entre tiempo de ocurrencia de estas pérdidas y ver si afecta al parque global o solo a una serie de parcelas, buscar una relación entre la distribución de las parcelas dentro del parque y la temporada donde su producción es máxima o mínima para intentar relacionarlo con algún factor externo, buscar si las diferencias de composición de cada parcela afectan a su *performance*...

Por ello, es importante identificar que parcelas y cuando proporcionan las producciones máximas y mínimas durante los años de estudio.

- Correspondencia de producción máxima y mínima.

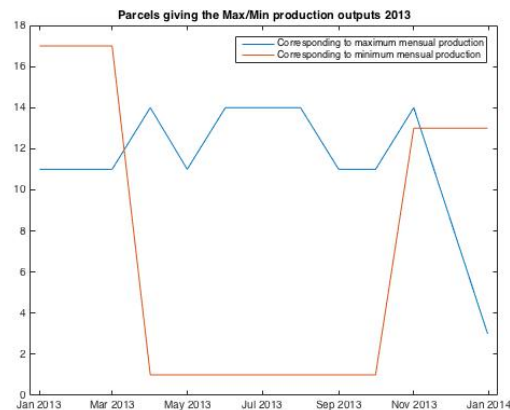


Fig 85- Correspondencia de parcelas con producción máxima y mínima durante 2013

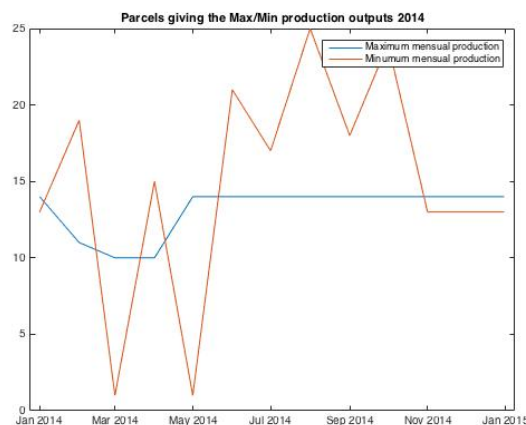


Fig 86- Correspondencia de parcelas con producción máxima y mínima durante 2014

Ahora, podemos plantear una tabla que plasma los resultados de estos gráficos. Como se ve anotado en los mismos gráficos, el color rojo corresponde a las parcelas que producen el límite inferior de producción y el azul corresponde a las parcelas que producen el límite máximo de producción.

Así contrastando la situación de estas parcelas anotadas dentro del parque podremos poder evaluar si algún factor topográfico afecta a su rendimiento. Podremos confirmar o desmentir hipótesis.

2013	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Sept	Oct	Nov	Dec
MAX	11	11	11	14	11	14	14	14	11	11	14	3
MIN	17	17	17	1	1	1	1	1	1	1	13	13
2014	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Sept	Oct	Nov	Dec
MAX	14	11	10	10	14	14	14	14	14	14	14	14
MIN	13	19	1	15	1	21	17	25	18	24	13	13



En primer lugar, vemos que predomina la parcela 14 como la parcela que establece el límite de producción máxima. Con el plano del parque en la mano, al ver que esta se encuentra al extremo norte, descartamos las pérdidas de energía por transporte como un factor significativo. Esto no quiere decir que no existan, pero sí que afectan a prácticamente por igual, y que porque una parcela esté lejos del inversor, no va a dejar de producir menos que una parcela adyacente al inversor. Concluimos por ello que la configuración centralizada de los inversores, que se considera como configuración no preferible, no afecta negativamente a la producción de la parcelas de los extremos.

En segundo lugar, cabe recalcar que la totalidad de las parcelas que proporcionan la producción máxima mensual, es decir; la 11, 14, 3, 10 están en el grupo de las 14 primeras parcelas que se conectan al inversor BONFIGLIOLI Vectron RPS450, indicando que igual el uso de este inversor se tiene que tomar como un factor positivo o el uso del inversor SILIKEN SE 100i como un factor negativo. Puede ser que el rendimiento del primer inversor se adapte mejor a las condiciones del parque suponiendo que los dos funcionan como deberían o si el otro inversor no es capaz de desarrollar su función de una manera 100% correcta.

En cuanto a operaciones de mantenimiento correctivo y reposición de elementos, generalmente, todas las parcelas se ven afectadas por igual. Entendemos estas operaciones principalmente como reposición de fusibles fundidos de las series o *strings*. La intensidad de todas las series de 20 paneles a un nivel de irradiancia de unos 1000 W/m^2 suele ser de unos 7.3A. Los fusibles tienen una corriente característica nominal de unos 10A pero en cada reposición, son repuestos por unos de una corriente nominal de unos 15A. Aún así, se siguen estropeando, y podemos afirmar que nunca ha habido picos de corriente mayores de 9A. Consecuentemente, como mencionado previamente, los fusibles se estropean por agotamiento térmico (caducidad).

Teniendo en cuenta esto, junto con el uso del inversor los mínimos producidos por parcelas de la 15 a la 28, inclusive, se atribuirán a que además de que funcionan con un inversor que parece no desarrollar el pleno de su potencial, han podido estar en funcionamiento determinado con un fusible fundido. Por lo que unas maniobras de mantenimiento mas precisas y rápidas podían haber evitado estas situaciones.

Según las conclusiones mencionadas anteriormente, queda por descubrir el por qué de los mínimos aportados por aquellas parcelas de entre la 1 y la 14, inclusive. La quema de rastrojos afecta sobretodo a los sistemas perimetrales. Es decir, sistemas: 1, 4, 7, 10, 13, 14, 28, 27, 19. Exceptuando aquellos sistemas emplazados en el sur, que están sobre un barranco donde no se realizan quemas. Además, estos sistemas perimetrales, se ven afectados todos los días por la presencia de unos



olivos cercanos a unos 3 metros de altura. La interacción con el sol de estos olivos provoca unas sombras significativas que afectan a las parcelas. Cuando sale el sol, los sistemas 13, 14, 27 y 28 se ven afectados, y cuando se pone el sol, los sistemas 1, 4, 7, 10 y 13 se ven afectados. Prueba de esto es que, dado que la parcela 13 se ve afectada tanto a la salida del sol y a la puesta del mismo, aparece denotando la producción mínima 5 meses. Concluimos pues, afirmando que la presencia de estos olivos afecta al rendimiento de la parcela número 13.

Siendo la parcela número 1, la mínima predominante, se podría concluir que esta es la más afectada por la quema de rastrojos. Las cenizas que se mantienen en el aire durante y después de esta quema de rastrojos son arrastradas por corrientes de viento con una dirección nor-este como dirección predominante y son depositada sobre sus paneles. Esta suciedad absorbe, refleja y bloquea la luz haciendo que sea esta parcela la que proporcione la producción mínima.

El hecho de contar con paneles entre un rango de potencias afectará al rendimiento de las series y por tanto de las parcelas. El efecto conocido como *mismatch* reducirá el rendimiento de las mismas y por tanto su producción, pero no tenemos información (que es de difícil obtención) acerca del nivel de mezcla de potencias dentro de una misma serie, es necesario, asumir que este factor afecta a todas las parcelas por igual.

Es importante, anotar que, tenemos constancia de una parcela que debe ser distinguida del resto en relación con el nivel de mezcla de tipos de célula. La parcela 24 sería la mas afectada por esta heterogeneidad de células poli y mono cristalinas. Aun así, siempre se encuentra cerca de la media de producción exceptuando en Octubre 2014 por lo que esta mezcla, a este nivel, no afecta negativamente al potencial productivo de la parcela.

Por último, cabe remarcar que todos los paneles tienen el mismo nivel de degradación, es decir, a ningún panel se le ha atribuido la aparición de burbujas en el Kevlar o ningún vidrio delantero de ningún panel se ha visto translúcido. Por ello, todas las series y por tanto todas las parcelas están afectadas por igual- de manera nula- en cuanto a esto.

- Producción relativa a la producción máxima mensual respectiva.

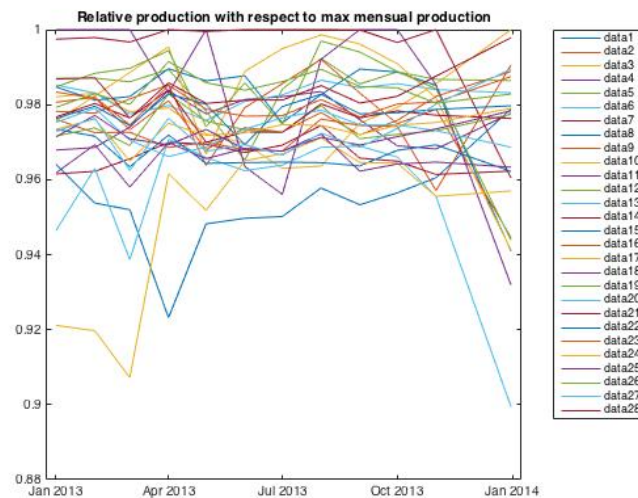


Fig 87- Producción relativa de cada parcela frente a la producción máxima durante 2013

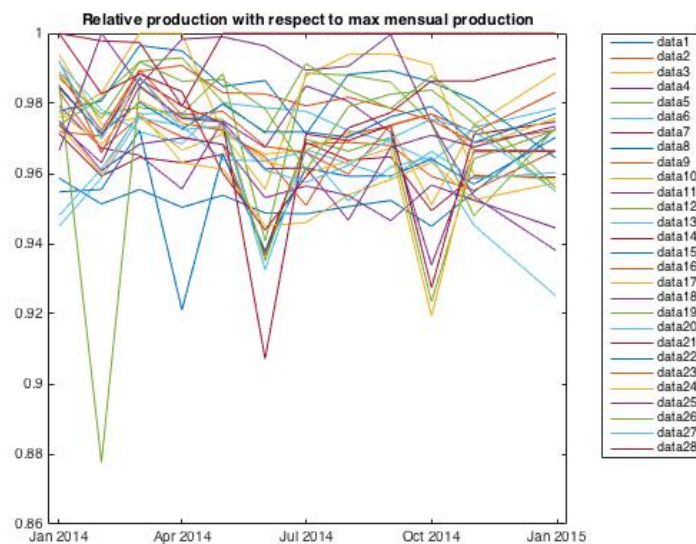


Fig 88- Producción relativa de cada parcela frente a la producción máxima durante 2014

De ambas figuras podemos distinguir dos casos destacables. Podemos ver cuando solo una parcela se ve afectada por algún factor y aparece singularmente como mínimo o podemos ver zonas donde muchas parcelas aparecen afectadas por el mismo o diferentes factor/es que hace que muchas vean su producción disminuida.

De 2013, cabe destacar las caídas repentinas de producción frente a lo que venía siendo normal de las parcelas 17, 1, 13 en los meses de Marzo, Abril y Diciembre respectivamente. De 2014, cabe remarcar las caídas singulares de las parcelas 19 y 15 en Febrero y Abril respectivamente y las caídas grupales de 21, 20, 19, 2, 7 (en



orden de creciente producción) en Junio y de 24, 19, 21, 4 (en orden de creciente producción) en Octubre.

Las caídas singulares pueden ser achacables a una fusión de un fusible. Falla un fusible y una parte de una parcela, ya sea una o varias series, deja de producir. El operador de planta ve que el PR de la parcela es más bajo de lo debido y procede a reparar el fusible, pero durante todo el intervalo de tiempo entre el fallo y la reparación, la parcela no está produciendo como debería. De ahí, el mínimo destacado de la misma. Este evento es visible en las figuras precedentes por culpa de dos hechos: la parcela venía marcando o produciendo mínimos de producción y con el fallo disminuyó aún más su producción muy por debajo de la media o la dimensión del fallo (tiempo transcurrido desde el fallo de fusible hasta la reparación) es de tal tamaño que la disminución de su producción frente a los meses previos, es muy marcada.

Las caídas grupales pueden brotar de dos casos. Un simple pero casual fallo de fusibles de similar magnitud de un número de parcelas como por ejemplo en Octubre 2014 o una acumulación de suciedad en un conjunto de parcelas que están próximas entre sí previo a ser limpiado por una o varias lluvias venideras.

3.1. MODELO TEÓRICO SoL.

Una vez analizadas las diferencias internas del parque, es hora de, frente a un modelo teórico, contrastar la producción del mismo. Así, podremos conocer si el modelo sobreestima o subestima la capacidad del parque. En ambos casos, veremos que factores pueden ser significativos para que esto ocurra. Hasta ahora, hemos determinado los factores internos que hacen que la producción entre parcelas difiera, pero mediante este contraste, veremos que factores afectan al conjunto del parque.

Previo a la presentación de resultados, debemos conocer que el modelo trata con unos valores por defecto para su computación. Estos valores, variarán con los reales que serán variables a lo largo del año y, algunos de ellos, difíciles de determinar. De aquí, se observará una notable pero no influyente variación dependiendo del factor establecido por defecto. Está claro, que la magnitud de estos factores no tiene porqué ser la inscrita por defecto, y que a medida que transcurre el año, algunos de estos valores variarán. De ahí brotará una diferencia, a estudiar si puede ser o no influyente. El modelo, sirve para un mejor entendimiento del potencial de la planta en vista a unos datos meteorológicos medidos por lo que la mantención de la mayoría de estos valores por defecto, en principio, no resulta determinante para la causa.

Los valores mantenidos por defecto son los siguientes:

- Temperatura ambiente $\rightarrow 20^{\circ}\text{C}$
- Edad del Panel $\rightarrow 0$ años
- Factor de sobrecapacidad $\rightarrow 1.05 pu$
- Offset Azimutal $\rightarrow 0$
- Factor de potencia $\rightarrow 1$
- Albedo proveniente del suelo $\rightarrow 0.2 pu$

Dado que el principal objetivo de esta comparación es analizar el parque en su conjunto, se hará un contraste entre la producción máxima, mínima y mediana mensual dada por las parcelas (previamente descrita en la página 116) y los resultados del modelo. Básicamente, el modelo analiza la capacidad productiva de una parcela de 100kWn. Consecuentemente, si la producción obtenida por el modelo durante los años 2013 y 2014 respectivamente es mayor o menor que la máxima y/o mínima y si está alejada de la mediana de la producción parcelaria, el objetivo será determinar que posibles factores afectan a la causa. Digamos que el modelo teórico establece una parcela de referencia y que el objetivo es analizar el porqué de su diferencia con las del caso de estudio.

3.1.1 RESULTADOS

- Año 2013:

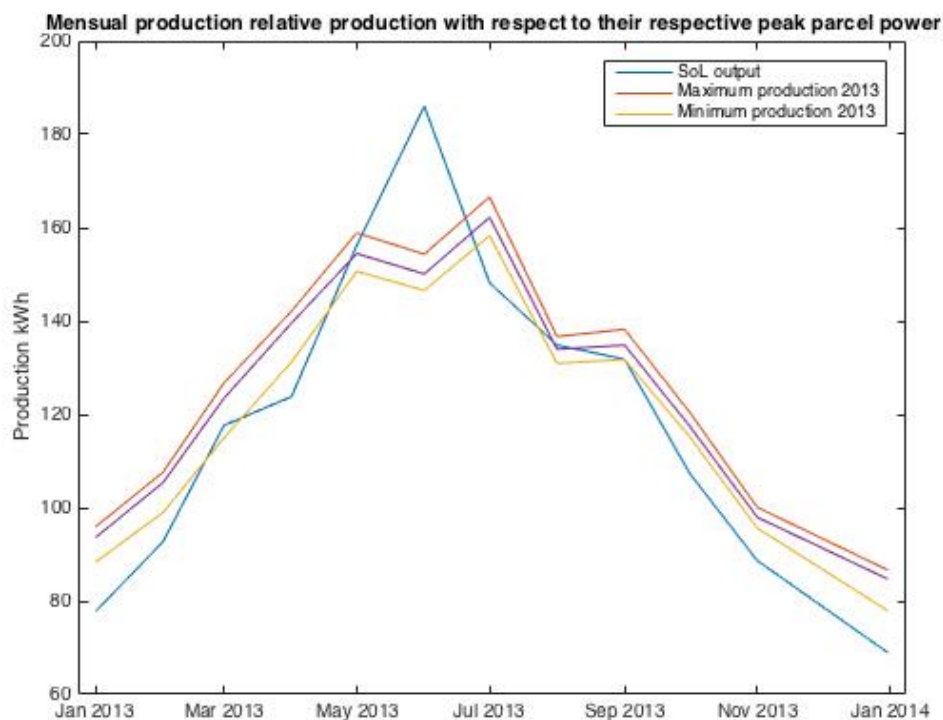


Fig 89- Producción mensual relativa parcelaria 2013

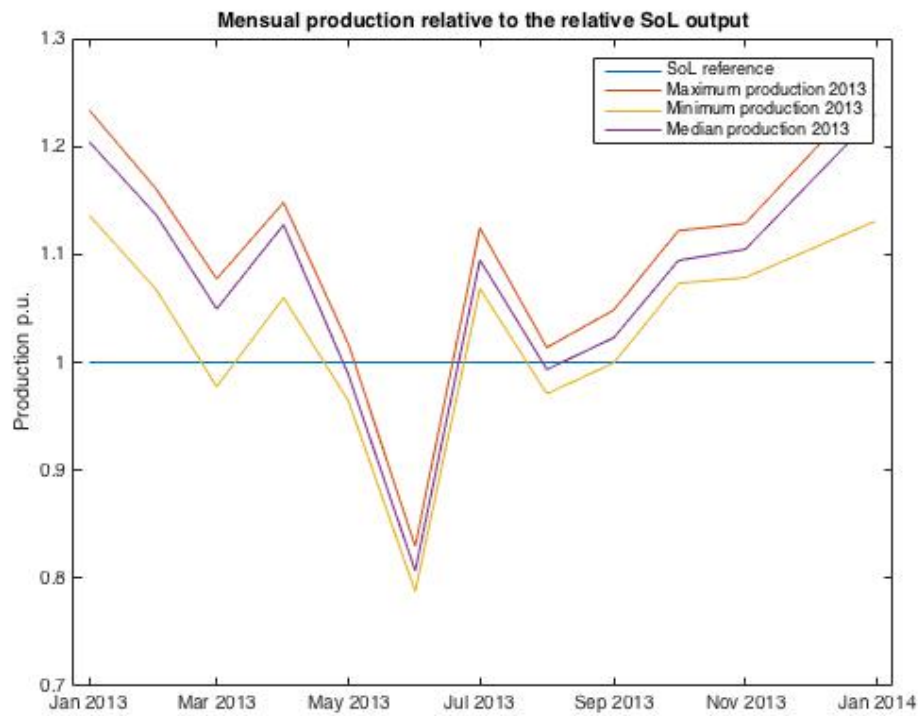


Fig 89- Producción mensual relativa a producción resultante de SoL 2013

- Año 2014:

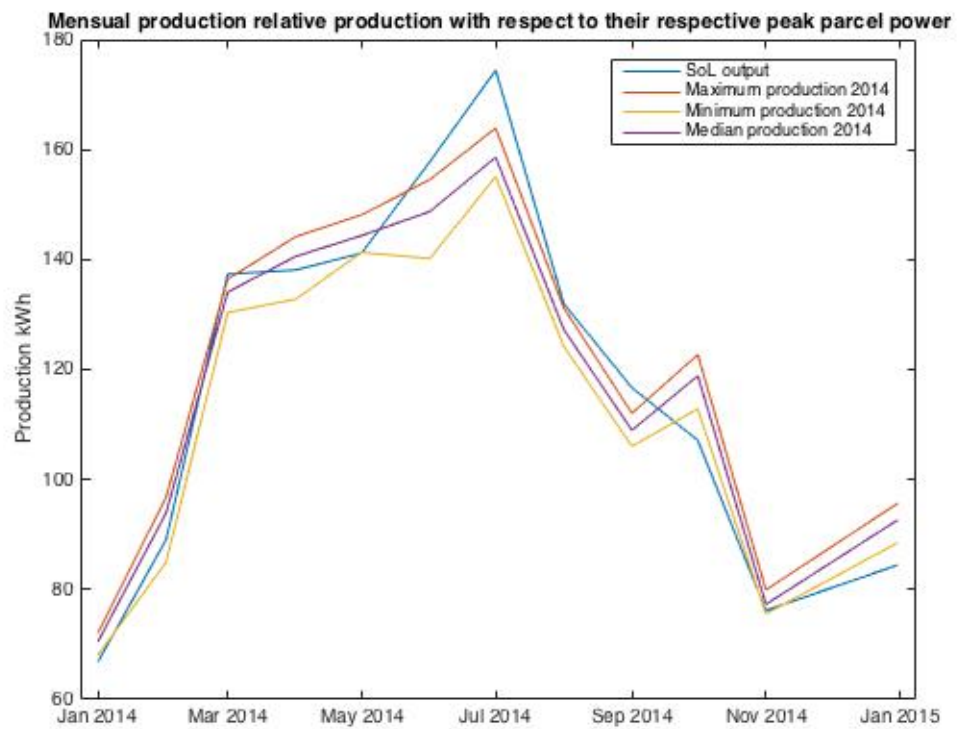


Fig 90- Producción mensual relativa parcelaria 2014

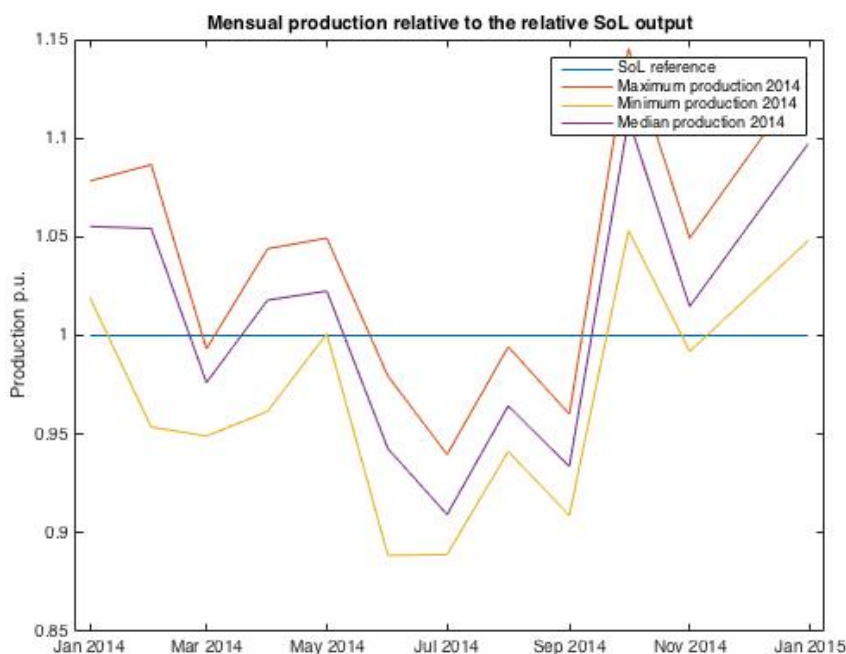


Fig 91- Producción mensual relativa a producción resultante de SoL 2014

A partir de las figuras previamente presentadas, podemos concluir que el modelo se ajusta de una manera muy clara a la producción real de la planta. Teniendo en cuenta la cantidad de factores (previamente descritos en el trabajo) que pueden suponer pérdidas, el echo de que el ajuste entre el modelo y los resultados reales sea tan bueno quiere decir que, desde un punto de vista externo y global, la planta esta operando cerca del máximo de su capacidad.

	2013 (kWh)	2014 (kWh)
Energía relativa acumulada resultante del modelo	1434.0	1421.2
Energía relativa real acumulada resultante del máximo parcelario	1534.3	1457.7
Energía relativa real acumulada resultante del máximo parcelario	1440.4	1360.0
Diferencia entre la energía relativa acumulada real máxima y la resultante del modelo	6.5%	2.5%
Diferencia entre la energía relativa acumulada real mínima y la resultante del modelo	0.46%	4.3%

Anualmente, en 2013, presenta unas diferencias de producción entre modelo y realidad de menos del 10%; resultados claramente válidos y evidentes del buen rendimiento de la planta en el año. Mensualmente, en este mismo año, obtenemos unas diferencias máximas de aproximadamente el 20%. En las épocas más frías del año, en 2013, el modelo parece subestimar la producción mientras que en las épocas más calurosas, el modelo sobreestima el *output* de la planta. Variación

mensual máxima en la época fría del 20% y variación mensual máxima en época calurosa del 20%.

En el año 2014, la producción dada por el modelo está mucho mas ceñida a la real, dando unas diferencias en energía acumuladas menores al 5%. Mensualmente, en este mismo año, se alcanzan unas diferencias menores a las del año previo, unas diferencias aproximadamente de 15% a la alza. De nuevo, parece que el modelo sobreestima la producción en verano, mientras que en invierno esta, está más ajustada a la mediana. Variación mensual máxima en la época fría del 13% y variación mensual máxima en época calurosa del 8-9%.

El principal factor que afecta a estas diferencias viene evidenciado por cuando ocurren las mismas. Al ocurrir el épocas de condiciones climatológicas diferentes, se determina que la temperatura ambiente, mantenida a 20°C, es un factor a considerar en el contraste del modelo con la producción real. Al no contar con datos reales acerca de este factor, el establecimiento del mismo a un valor fijo es claramente un error. Pese a que las diferencias obtenidas manteniendo la temperatura a 20°C son muy bajas, el factor temperatura no deja de cobrar protagonismo en el rendimiento de una planta fotovoltaica. Para dar prueba de ellos, el modelo se correrá con dos valores de temperatura diferentes y extremos (a 0°C y a 40°C).

- Temperatura ambiente → 0°C

-Año 2013:

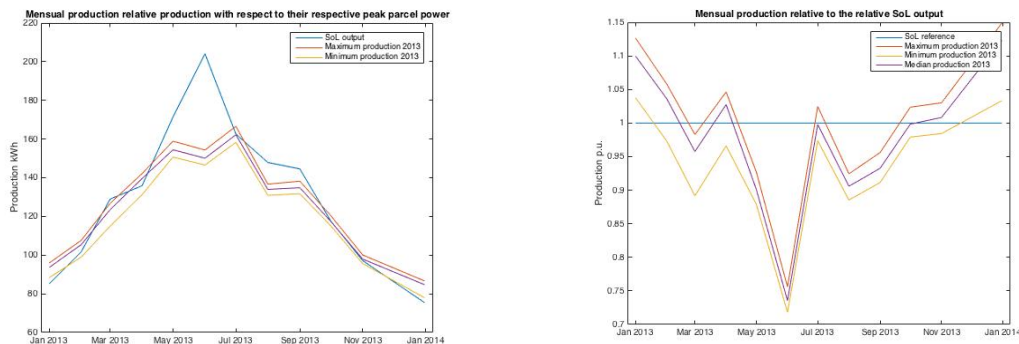


Fig 92- Influencia de la temperatura 2013 (0°C)

-Año 2014:

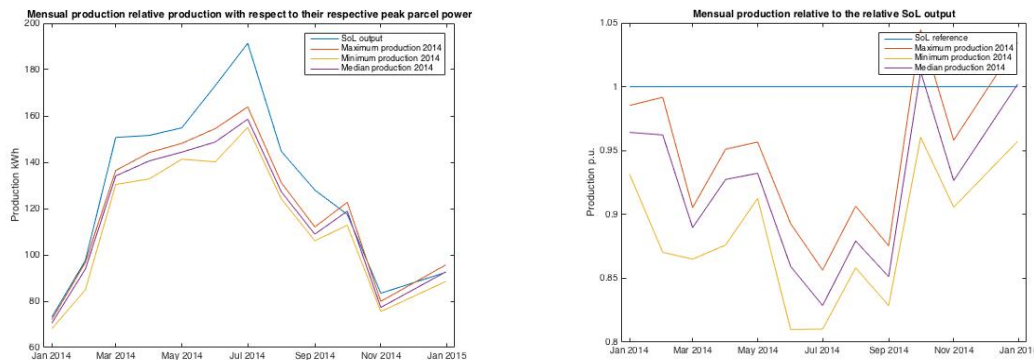


Fig 93- Influencia de la temperatura 2014 (0°C)



- Temperatura ambiente $\rightarrow 40^{\circ}\text{C}$

-Año 2013:

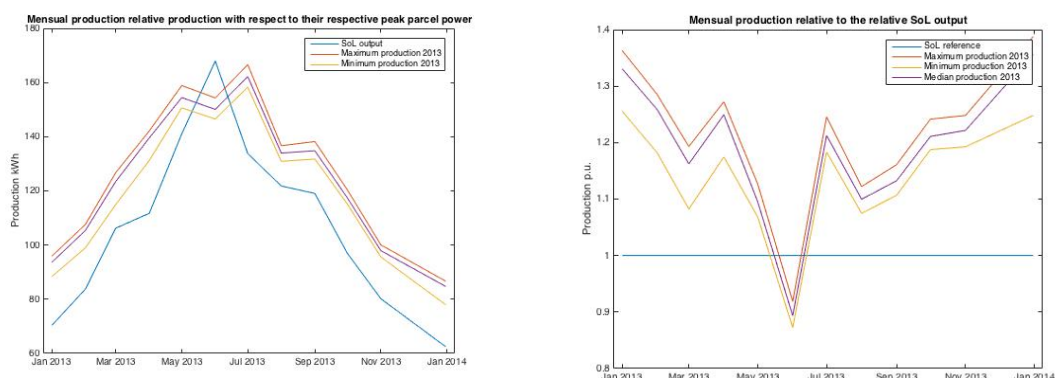


Fig 94- Influencia de la temperatura 2013 (40°C)

-Año 2014:

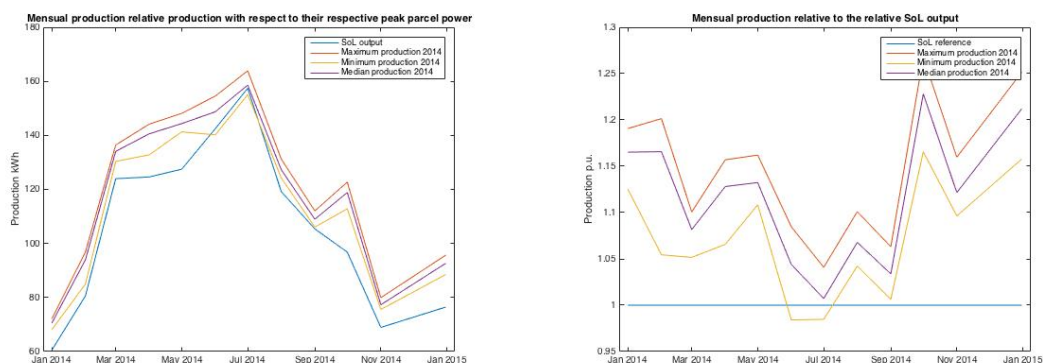


Fig 95- Influencia de la temperatura 2014 (40°C)

	2013 (kWh)		2014 (kWh)	
	0°C	40°C	0°C	40°C
Energía relativa acumulada resultante del modelo	1572.4	1295.3	1558.5	1283.8
Energía relativa real acumulada resultante del máximo parcelario	1534.3	1534.3	1457.7	1457.7
Energía relativa real acumulada resultante del máximo parcelario	1440.4	1440.4	1360.0	1360.0
Diferencia entre la energía relativa acumulada real máxima y la resultante del modelo	2.4%	15.6%	6.9%	11.9%
Diferencia entre la energía relativa acumulada real mínima y la resultante del modelo	9.2%	10.1%	12.7%	5.93%

Mediante estos resultados se clarifica el efecto de la temperatura. Con una temperatura ambiente más cálida, disminuyen las diferencias de producción en las épocas calientes pero aumentan durante las más frías. De la misma manera, con



una temperatura ambiente más fría, se reducen las diferencias productivas invernales y aumentan las mismas durante las épocas de calor.

En ambos casos extremos, obtenemos peores resultados (véase diferencias entre las producciones acumuladas del modelo y las reales) por lo que la situación idónea hubiese sido un vector de temperatura ambiente que resultase de la medición de un dispositivo. Aún así, una temperatura ambiente de 20°C nos da unos resultados más que razonables.

Del mismo modo, todos los factores *derating* tendrán su papel en la producción resultante del modelo. Para que esta se ajuste a la real los valores de todos los factores de suciedad, de pérdidas de transporte, de pérdidas en las conexiones... tendrían que ser idénticos a la realidad. También, un análisis de sensibilidad sería idóneo para cuantificar de que manera numéricamente afecta la variación de estos factores a la diferencia entre la producción real y la resultante de SoL.

Otro factor que pudiera ser determinante es el comportamiento del sensor de medición de datos. En primer lugar, sería conveniente asegurarse de que estuviese correctamente calibrado y libre de suciedades u objetos obstaculizantes, para que sus medidas hayan sido válidas y precisas. Cabe notar estos sensores no tuvieron un comportamiento idóneo a lo largo del periodo de análisis. Ya sea por avería o por despiste del operador, estos sensores dejaron de medir en varias ocasiones durante los dos años de estudio. De manera que los datos meteorológicos con los que contábamos tenían huecos. Mediante una serie de algoritmos (anexados en los scripts) se ajustaron los datos correspondientes a sus tiempos de existencia y mediante una regla de tres se calculó la producción mensual, suponiendo que para las épocas sin datos, habría la misma producción que venía habiendo en el mismo mes. Por supuesto, de aquí nacerán invalideces, pero serán de mera importancia al tratar con datos anuales y teniendo en cuenta que la proporción de ausencia de datos es mínima.

En conclusión, los resultados del modelo SoL son muy favorables. Describiendo así, el correcto funcionamiento del parque, rozando o alcanzando en ocasiones, su máximo potencial. Pese a que el modelo no reproduce exactamente las condiciones y los componentes del parque en cuestión, asume y supone ciertos factores de cierta manera previamente descrita en la descripción del modelo, que alcanza unos resultados óptimos.



CONCLUSIONES



CONCLUSIONES

La realización y la dedicación prestada al presente Trabajo Final de Grado ha servido para afianzar y ampliar conceptos aprendidos a lo largo de la carrera sobre sistemas fotovoltaicos de conexión a red y sus elementos.

El estudio llevado a cabo se centra en el análisis y determinación de los factores que no son significativos para el rendimiento del parque, y de aquellos que actúan en contra y a favor. A partir de una visita realizada el día 2 de Febrero de 2016, que me permitió recoger los datos de 2013 y 2014 personalmente de los sistemas de medición y monitorización, se ha realizado un análisis interno y externo de producción. A partir de éste, se han determinado los factores mencionados previamente. El parque fotovoltaico Els Valentins es un parque de potencia nominal 2.8MWn compuesto por 28 parcelas de 100KWn. El análisis interno se basa en analizar la producción global de todas las parcelas en su conjunto y ver puntos en los que hubo decaídas para intentar explicar y se basa en relacionar parcelas entre sí para atribuirle una causa a estas disminuciones. Además, analizar que parcela se comporta mejor o peor que las demás y porqué. El análisis externo consiste en contrastar la producción del parque en su conjunto con aquella obtenida a partir de un modelo teórico previamente validado: SoL.

En instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a red es importante conocer todos los parámetros; tanto aquellos que afectan negativamente a su producción para minimizarlos y controlarlos, como aquellos que lo hacen positivamente para mantenerlos o optimizarlos.

Del análisis interno podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Se puede declarar que la producción parcelaria es bastante homogénea; habiendo un 10% de diferencia máxima entre producción máxima y mínima mensual en 2013 y un 20% en 2014. Cabe reseñar que esta diferencia máxima se alcanza en meses puntuales y que la normalidad ronda en una diferencia de entorno al 5%. Por ello, los factores negativos que afectan a unas parcelas y otras no, son importantes, pero no devastadores.
- Gracias a que la parcela nº14, que se encuentra en el extremo norte del parque, lejos de su inversor, impone varios máximos de producción, descartamos las pérdidas de energía por transporte como factor significativo.
- Mientras que las parcelas 1 a la 14, ambas inclusive, están conectadas al inversor BONFIGLIOLI Vectron RPS450, el resto, de la 15 a la 28, ambas inclusive, están conectadas al inversor SILIKEN SE 100i. La totalidad de parcelas que imponen los límites máximos de producción están conectadas al primer inversor evidenciando así que la selección de inversor es un factor determinante.
- Es muy importante llevar a cabo una correcta y rápida aplicación de acciones de mantenimiento correctivo como por ejemplo, la reposición de fusibles fundidos; ya que esto puede llegar a acarrear que una parcela establezca el límite mínimo de producción mensual.



- Donde este emplazada la parcela dentro del parque es crucial. Los sistemas perimetrales (1, 4, 7, 10, 13, 14, 28, 27, 19) están afectados por la deposición de ceniza y demás elementos resultantes de la quema de rastrojos, incurriendo así negativamente en su producción. Además, estos sistemas perimetrales, se ven afectados todos los días por la presencia de unos olivos cercanos a unos 3 metros de altura que obstaculiza la recepción de irradiancia. La parcela 13 se ve afectada en la salida y en la puesta de sol por lo que establece el límite mínimo durante 5 meses en el periodo estudiado. Siendo la parcela 1 la menos productiva, se puede concluir que es esta la más afectada por la deposición de suciedad.
- El hecho de contar con paneles entre un rango de potencias afectará al rendimiento de las series y por tanto de las parcelas.
- La mezcla de tipos de célula dentro de una parcela parece no ser síntoma negativo para la producción de la misma.
- Todas las parcelas están afectadas por la degradación de paneles por igual por lo que esto no es un factor determinante.

Del análisis externo podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Los resultados del modelo ilustran la correcta operación de la planta. La ajustada producción mensual entre aquella resultante del modelo y la real, dictaminan que todas las parcelas de la planta están operando cerca de cómo lo marca un modelo teórico. Por ello, las pérdidas que afectan a la planta de manera global son muy pequeñas o casi nulas comparado con aquellas que considera el modelo. Teniendo en cuenta que el modelo considera lo que se considera teóricamente correcto, la planta está operando de manera óptima.
- Calculando la producción anual acumulada, la diferencia entre aquella marcada por el modelo SoL y aquella marcada por las parcelas que establecen el límite máximo mensual es de 6.5% en 2013 y 2.5% en 2014. Esto evidencia lo ajustado que está el modelo a la realidad y lo correctamente que está operando la planta.
- En 2013 el modelo subestima la producción invernal ligeramente mientras que sobreestima la producción veraniega. (Diferencias que alcanzan el 20% por debajo y el 20% por encima, en verano y en invierno, respectivamente).
- En 2014 el modelo calca prácticamente la producción mensual llegando a sobreestimar ligeramente la veraniega. (Diferencias de menos del 5% en las épocas frías alcanzando el 14% puntualmente, mientras que diferencias un poco mayores en verano, 6/7%).
- Al no contar con datos reales de temperatura ambiente durante los años 2013 y 2014 el modelo comete la imprecisión de establecer la magnitud de temperatura ambiente en 20°C. Esto es crucial en la subestimación invernal en 2013 (la temperatura ambiente sería mas baja y por ello el rendimiento sería mayor) y en las sobreestimaciones veraniegas (la temperatura ambiente sería mas alta por lo que el rendimiento sería menor, disminuyendo la producción). Un vector de temperatura ambiente más representativo de las diferentes épocas del año, hubiese sido más adecuado. Aumentando la temperatura en verano y disminuyéndola en invierno, nos acercaría aún más a la producción real.



Con el fin de maximizar la obtención de una energía limpia a partir de unos recursos limitados, hay que realizar un seguimiento preciso y rápido del *performance* del parque para obtener conclusiones. Estas conclusiones nos ayudarán con estudios futuros y acciones correctivas para poder seguir explotando al máximo la capacidad de nuestra inversión.

La base de la sabiduría es saber lo que no sabes.



BIBLIOGRAFÍA.

Energía solar fotovoltaica.

- [1] John A. Duffie and William A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Fourth Edition (2013).
- [2] CNE, Comisión Nacional de Energía. Informe sobre el Sector Energético Español.
- [3] Pablo Azqueta, *Conceptos geometría solar*, Septiembre 2006
- [4] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- [5] Energía solar fotovoltaica, cuaderno 2007 de la Escuela Oficial de Ingenieros de Telecomunicacion de Madrid. Grupo NAP.
- [6] Regulacion_de_la_energia_fotovoltaica_en_Espana._Juan_Jose_Alba
<http://catedrasempresa.esi.us.es/endesared/documentos/jornada%20fotovoltaica>.
- [7] Mónica Chinchilla, Profesora titular Universidad Carlos III de Madrid. *Contenidos asignatura: Sistemas Eléctricos Sostenibles*.

Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

- [1] Becquerel, AE Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. Comptes Rendus 1839, 9, 561-567.
- [2] Chapin et. al., Journal of Applied Física 1954
- [3] Krebs et. al., Tecnología Energética 2013
- [4] LIGTT, Institute for Globally Transformative Technologies Lawrence Berkeley National Lab. *The 50 most critical scientific & technological breakthroughs required for sustainable global development*.
- [5] M. Alonso Abella, *Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*, Ed.AMV 2006
- [6] Nelson Jenny (2003). *The physics of Solar cells*. United Kingdom: Imperial College.
- [7] Dpto de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control, E.T.S. de Ing. Ind. U.N.E.D., Curso de Experto Profesional en Energía Fotovoltaica, U.N.E.D, Isotón y Progenia, 2003.
- [8] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- [9] Asociación de la Industria Fotovoltaica (<http://www.asif.org>)
- [10] Union Española Fotovoltaica, unef.es
- [11] Documento CIEMAT. PHOTOVOLTAICS. Choosing the right inverter for grid-connected PV systems.



[11] Mónica Chinchilla, Profesora titular Universidad Carlos III de Madrid. *Contenidos asignatura: Sistemas Eléctricos Sostenibles*.

[12] Antonio Luque & Steven Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Second edition. © 2011 John Wiley & Sons, Ltd. ISBN: 978-0-470-72169-8.

[13] John A. Duffie and William A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Fourth Edition (2013).

[14] *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. Ed. McGraw-Hill. Recurso didáctico on-line.

Modelo teórico: SoL

[1] David Santos-Martin, Scott Lemon; *SoL – A PV generation model for grid integration analysis in distribution networks*, *Solar Energy* 120 (2015) 549–564 at <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X15004417> Publicado Agosto 2014

ANEXOS.

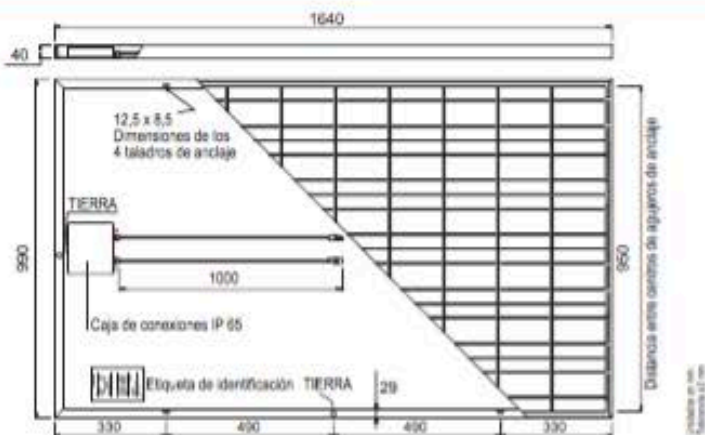




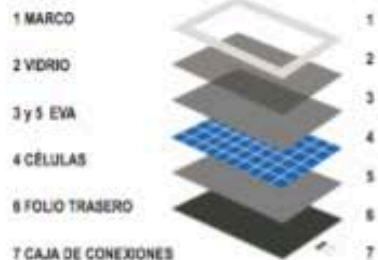
SLK60P6L 220Wp - 255Wp

Módulos solares policristalinos

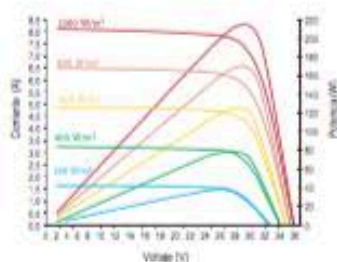
siliken



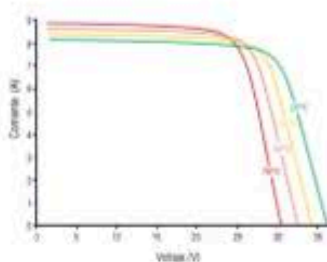
Características constructivas



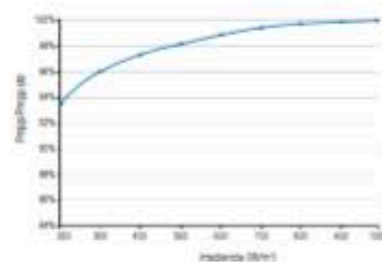
SLK60P6L - 220 Wp
Características I-V y Pmax a 25°C y diferentes irradiancias



SLK60P6L - 255 Wp
Características I-V diferentes temperaturas de célula a 1.000 W/m²



Influencia del nivel de irradiación en el Pmp
Modulo estándar Siliken



Datos mecánicos

Dimensiones (LxAxD)	1640 x 990 x 40 mm
Peso	19 kg
Cables de salida	Longitudes de cable simétricas de 1m, Ø4 mm², doble capa aislante, tipo de halógeno, resistente a la radiación UV
Caja de conexiones	IP-65 con diodos by-pass de protección
Marco	Alcación de aluminio anodizado de 15 micras de espesor tipo 6063 T8
Vidrio delantero	Vidrio templado de 3,2 mm con bajo contenido de hierro con elevada capacidad de transmisión
Células solares	60 células policristalinas 156 x 156 mm

Datos eléctricos

Potencia máxima a STC (+3/0 %)	P _{mp} (Wp)	220 ^W	225 ^W	230 ^W	235 ^W	240 ^W	245 ^W	250 ^W	255 ^W
Eficiencia a STC	η (%)	13,8	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7
Factor de llenado	FF	0,740	0,746	0,749	0,752	0,753	0,757	0,758	0,762
Voltaje a potencia máxima	V _{mp} (V)	29,2	29,3	29,5	29,5	29,6	29,6	29,8	29,8
Corriente a potencia máxima	I _{mp} (A)	7,54	7,68	7,79	7,97	8,12	8,27	8,39	8,56
Voltaje de circuito abierto	V _{oc} (V)	36,7	36,8	36,9	36,9	37,0	37,0	37,1	37,1
Corriente	I _{sc} (A)	8,10	8,20	8,32	8,47	8,61	8,75	8,91	9,02
Voltaje máximo UL / IEC	V _{max} (V) UL/IEC	600 / 1000							
Coefficiente temperatura de Pmp	T _{Amp} (%/°C)	-0,43							
Coefficiente temperatura de Voc	T _{Voc} (%/°C)	-0,356							
Coefficiente temperatura de Isc	T _{Isc} (%/°C)	+0,062							
Temperatura de operación normalizada de célula	NOCT (°C)	46±2							
Fusibles de protección	A	11							
Diodos By-pass	A/V	12/40							
Ensayo de corriente inversa	A	13,5							

Datos referidos a condiciones estándar de ensayo STC. Irradiación de 1.000 W/m², con espectro AM 1.5 y temperatura de célula de 25°C.
* Sujeto a disponibilidad.

Siliken S.A. - Ronda Isaac Peral y Caballero, 14 - 46080 Paterna - Valencia - España - Tel.: (+34) 902 41 22 33 - Fax: (+34) 96 070 92 65 - info@siliken.com - www.siliken.com

Certificados

Registrado en UL e Intertek	UL QRD-C1703-01 / UL1703
Categoría ignífuga	Clase C
Certificación TÜV	IEC 61215 / IEC 61730 / ENEC ensayo niebla salina
ISO 9001:2000	Nº ES085175
ISO 14001	Nº ES094520
Declaración de conformidad CE (marco CE)	
MCS Rens Unido	

Condiciones de operación comprobadas

Temperatura	-40 °C a +85 °C
Carga estática	2400 Pa
Carga máxima	5400 Pa
Resistencia al impacto	Impacto por granizo Ø25 mm a 23 m/s

Garantía de producto

10 años de garantía en materiales y mano de obra

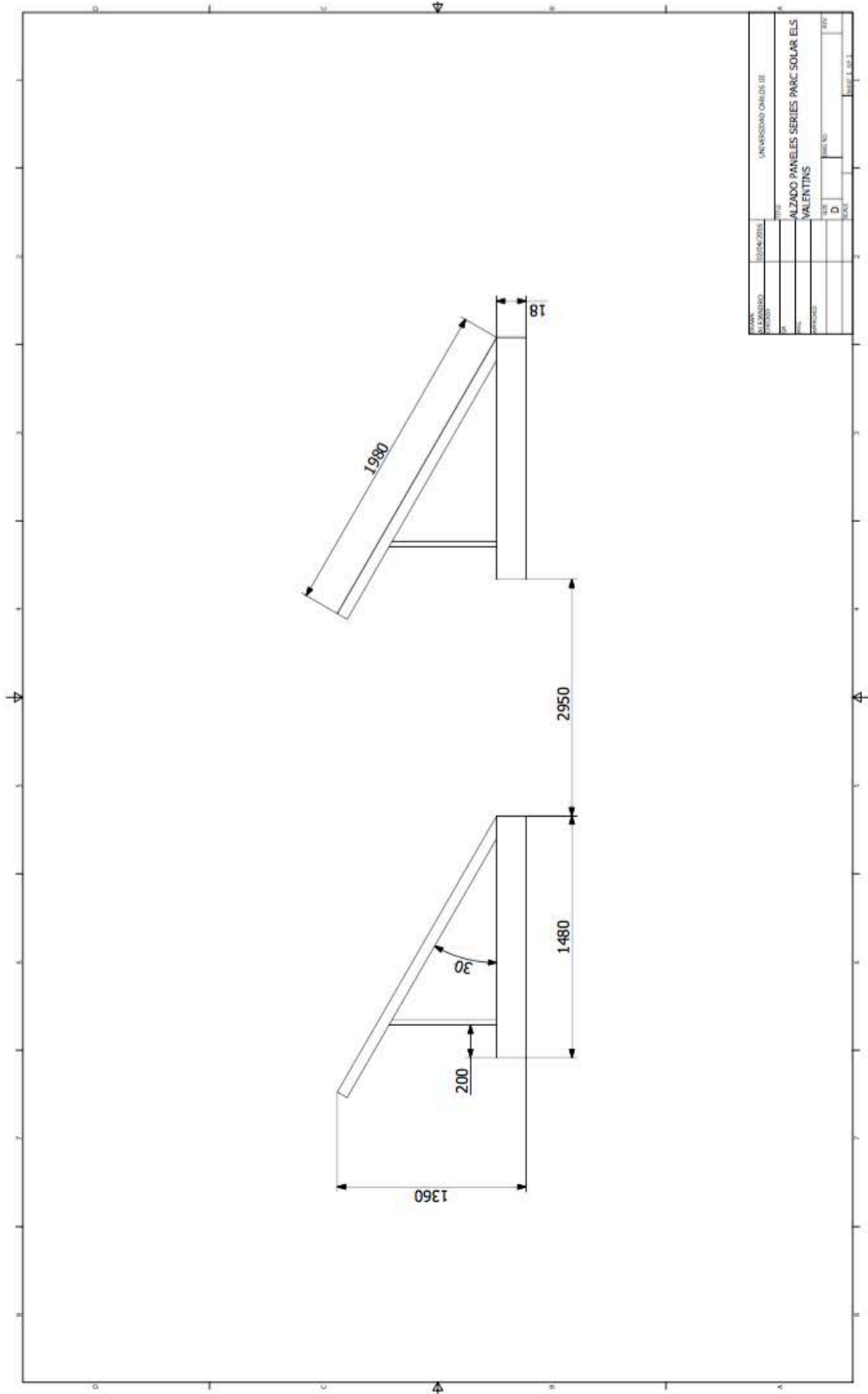
25 años de garantía de potencia lineal

Primer año: 97% de la potencia etiquetada
Del año 2 al 25: reducción máxima de potencia de 0,7% p.a.

siliken manufacturing
C/ Massamagrell, 13 • Pol. Ind L'Horteta.
46138 Rafelbunyol - Valencia - España

ADVERTENCIA: Lea detenidamente el manual de instrucciones antes de utilizar el producto.
NOTA: Siliken Manufacturing S.L.U. se reserva el derecho a modificar este producto sin notificar.

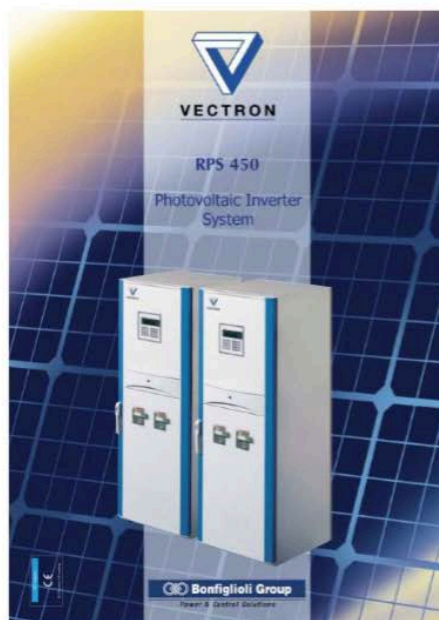
Abril 2011





MANUAL RPS 450

01/06



3 Datos técnicos

Tipo								
RPS 450		-028	-036	-045	-057	-072	-090	-112
Entrada lado DC								
Máxima potencia del generador conectado recomendada	kWp	28	36	45	57	72	90	112
Rango MPP	V DC	450 ... 780						
Máx. tensión entrada DC	V DC	800 (900 bajo pedido)						
Máx. intensidad entrada DC	A	75	90	110	135	180	210	250
Potencia del lado AC								
Tensión de red	V AC	400 con opción a 460, 500, 690						
Frecuencia de red	Hz	45 ... 65						
Potencia nominal AC	kW	25	32	40	51	64	80	100
Intensidad nominal (a tensión de red de 400 V)	A	40	52	64	82	103	129	161
Transformador								
Nivel de aislamiento		De acuerdo a EN 60726:2003						
Eficiencia								
Eficiencia máxima	%	94.0	94.0	94.0	94.0	95.0	95.0	96.5
Eficiencia europea	%							95.5
Consumo durante la noche	W	0.0						
Medidas								
Dimensiones armario control W x H x D	mm	800 x 1280 x 400 ³⁾					1000 x 1800 x 500	1600 x 1900 x 600 ¹⁾
Peso	kg							900
Grado de protección		IP 42						
Condiciones ambientales								
Temperatura	°C	0 ... 40 ²⁾						
Humedad relativa del aire	%	15 ... 85, sin condensación						

¹⁾ también disponible en dimensiones 1209 x 2080 x 802

²⁾ A temperaturas superiores, la potencia nominal AC desciende (reducción de potencia al aumentar temperatura).

³⁾ también disponible en dimensiones 800 x 1200 x 400

SE100i

Inversores Trifásicos de conexión a Red

INFORMACIÓN TÉCNICA DEL PRODUCTO



Características Generales

- Rango de tensión de entrada situado entre 450-750 V V_{rms} pudiendo llegar como máximo a 900 V V_{rms}
- Seguimiento del punto de máxima potencia (PMP).
- Rendimiento energético superior al 96%.
- Distorsión armónica inferior al 3%.
- Conexión directa a la red con protecciones eléctricas integradas.
- Detección anti-isla con desconexión automática de la red.
- Leds indicadores de funcionamiento y detección de fallos.
- Grado de protección IP40.
- Protección contra sobretensiones, sobrecorrientes, cortocircuitos y polarizaciones inversas.
- Certificado CE. Directivas EMC y Seguridad Eléctrica.
- Vida útil de más de 20 años.



Características Técnicas SE100i

Entrada DC

Rango de Tensiones PMP: 450-750 V \sim
Máxima Tensión: 900 V \sim
Máxima Corriente: 296 A \sim

Salida AC

Potencia Nominal: 100 kW
Máxima Corriente Eficaz: 174 A \sim
Tensión Nominal: 3 x 400 V \sim
Frecuencia Nominal: 50 Hz
Distorsión Armónica (THD): <3%
Coseno de Phi: aprox. 1

Eficiencia

Eficiencia energética >96%

Normativa

- Marcado CE
- Directiva Seguridad Eléctrica EN 50178
- Directiva Compatibilidad Electromagnética
EN 61000-6-4 : EN 55011
EN 61000-6-4
EN 61000-4-4
- Conforme al Real Decreto 1663/2000
- Transformador AC de aislamiento galvánico incluido.
- Posibilidad de desconexión manual.

Protecciones

Contra Polarización Inversa.
Contra Sobretensiones transitorias en la Entrada y la Salida.
Contra Cortocircuitos y Sobrecargas en la Salida
Contra fallos de aislamiento
Sobrettemperatura del equipo
Protección Anti-isla

Generales

Grado protección IP40
Dimensiones: 800 x 800 x 1800 mm (ancho x profundo x alto)
Peso: 1250 Kg.
Interface usuario
Comunicación GSM/GPRS
Leds indicadores de estado
Temperatura ambiente: -10°C a 65 °C
Humedad ambiente máxima: 90% sin condensación.



